



SKRIPSI – ME141501

**DESAIN RANTAI PASOK GAS ALAM CAIR (LNG)  
UNTUK KEBUTUHAN PEMBANGKIT LISTRIK DI  
INDONESIA BAGIAN TIMUR**

MADE ARYA SATYA DHARMA PUTRA  
NRP. 4212100121

Dosen Pembimbing:

1. Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T., M.Sc.
2. Dr. Dhimas Widhi Handani, S.T., M.Sc.

Jurusan Teknik Sistem Perkapalan  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya  
2016



FINAL PROJECT – ME141501

**DESIGN SUPPLY CHAIN OF LIQUEFIED NATURAL GAS  
(LNG) FOR POWER PLANT DEMAND IN EASTERN  
INDONESIA**

MADE ARYA SATYA DHARMA PUTRA  
NRP. 4212100121

Supervisor:

1. Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T., M.Sc.
2. Dr. Dhimas Widhi Handani, S.T., M.Sc.

Department of Marine Engineering  
Faculty of Marine Technology  
Institut Teknologi Sepuluh Nopembe  
Surabaya  
2016

## LEMBAR PENGESAHAN

### DESAIN RANTAI PASOK GAS ALAM CAIR (LNG) UNTUK KEBUTUHAN PEMBANGKIT LISTRIK DI INDONESIA BAGIAN TIMUR

#### SKRIPSI



Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat  
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
pada

Bidang Studi *Marine Reliability and Safety Laboratory (RAMS)*  
Program Studi S-1 Jurusan Teknik Sistem Perkapalan  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

**Made Arya Satya Dharma Putra**  
Nrp. 4212 100 121

Disetujui oleh Pembimbing Tugas Akhir :

1. Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T., M.Sc. (.....) 
2. Dr. Dhimas Widhi Handani, S.T., M.Sc. (.....) 

SURABAYA  
JULI, 2016

*“Halaman ini sengaja dikosongkan...”*

## LEMBAR PENGESAHAN

### **DESAIN RANTAI PASOK GAS ALAM CAIR (LNG) UNTUK KEBUTUHAN PEMBANGKIT LISTRIK DI INDONESIA BAGIAN TIMUR**

#### **SKRIPSI**

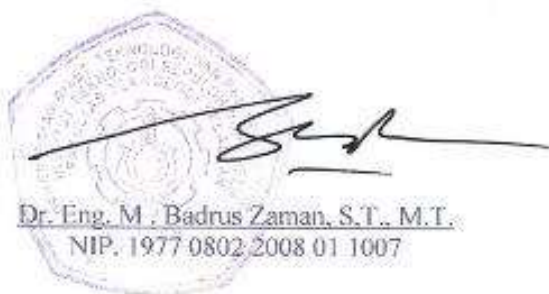
Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat  
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
pada

Bidang Studi *Marine Reliability and Safety Laboratory (RAMS)*  
Program Studi S-1 Jurusan Teknik Sistem Perkapalan  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

**Made Arya Satya Dharma Putra**  
Nrp. 4212 100 121

Disetujui oleh Ketua Jurusan Teknik Sistem Perkapalan :



Dr. Eng. M. Badrus Zaman, S.T., M.T.  
NIP. 1977 0802 2008 01 1007

*“Halaman ini sengaja dikosongkan...”*

# **DESAIN RANTAI PASOK GAS ALAM CAIR (LNG) UNTUK KEBUTUHAN PEMBANGKIT LISTRIK DI INDONESIA BAGIAN TIMUR**

**Nama Mahasiswa : Made Arya Satya Dharma Putra**  
**NRP : 4212 100 121**  
**Jurusan : Teknik Sistem Perkapalan**  
**Dosen Pembimbing :**  
**1. Prof. Dr. Ketut Buda Artana S.T., M.Sc.**  
**2. Dr. Dhimas Widhi Handani, S.T., M.Sc.**

## **ABSTRAK**

Indonesia merupakan negara yang memiliki gas alam yang melimpah, namun kurangnya kesadaran masyarakat Indonesia untuk memanfaatkan gas tersebut untuk kebutuhan listrik di Indonesia yang sekarang sedang dalam krisis terutama di Indonesia Timur. Salah satu penyebab krisis tenaga listrik yang terjadi di Indonesia adalah tingginya nilai harga bahan bakar minyak, dimana *High Speed Diesel Oil* merupakan bahan bakar utama bagi pembangkit listrik di Indonesia. Gas alam cair atau Liquefied Natural Gas (LNG) dapat menjadi solusi alternatif bahan bakar bagi pembangkit listrik di Indonesia.

Studi kali ini bertujuan untuk pemanfaatan gas alam cair (LNG) untuk kebutuhan pembangkit listrik di Indonesia Timur dengan menentukan pola distribusi LNG dengan menggunakan Blok Masela sebagai sumber LNG dan menggunakan kapal untuk mendistribusikannya. Terdapat 39 pembangkit yang tersebar di 4 pulau yaitu Maluku, Nusa Tenggara Barat, Nusa Tenggara Timur, dan Papua. Kapal yang digunakan untuk mendistribusikan terdapat 5 kapal dengan ukuran 2500 m<sup>3</sup>, 7500 m<sup>3</sup>, 10000 m<sup>3</sup>, 19500 m<sup>3</sup>, 23000 m<sup>3</sup>. Untuk mendapatkan rute distribusi, studi ini menggunakan metode Linear Programming dan dalam Vehicle Routing Problem. Hasil optimasi pada distribusi ini adalah rute

dan kapal yang optimal / terbaik dengan biaya ekonomi yang minimal.

Dari hasil penelitian ini pembangkit akan dibagi menjadi 5 cluster dimana terdapat 5 rute yang terpilih dengan menggunakan 6 kapal yaitu 5 kapal ukuran 2500 m<sup>3</sup> dan 1 kapal dengan ukuran 7500m<sup>3</sup>. Biaya total yang diperlukan dalam mendistribusikan LNG sebesar US\$ 111,863,119.15 untuk Opex dan US\$ 283,967,000.00 untuk Capex. Hasil dari kajian ekonomi menunjukkan bahwa margin penjualan yang terpilih adalah antara US\$ 3.5 sampai US\$ 3.9 dengan payback period selama 6.8 – 4.7 tahun tahun dari waktu operasi 20 tahun.

Kata Kunci: Distribusi LNG, Linear Programming, Vehicle Routing Problem, Kajian Ekonomi



# **DESIGN SUPPLY CHAIN OF LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG) FOR POWER PLANT DEMAND IN EASTERN INDONESIA**

**Nama Mahasiswa : Made Arya Satya Dharma Putra**  
**NRP : 4212 100 121**  
**Jurusan : Teknik Sistem Perkapalan**  
**Dosen Pembimbing :**  
**1. Prof. Dr. Ketut Buda Artana S.T., M.Sc.**  
**2. Dr. Dhimas Widhi Handani, S.T., M.Sc.**

## **ABSTRACT**

Indonesia is a country that has abundant natural gas, but the lack of awareness from Indonesian to utilize the gas for electricity needs in Indonesia that now is in crisis, especially in eastern Indonesia. One cause of the power crisis that occurred in Indonesia is the high price of fuel oil grades, where High Speed Diesel Oil (HSD) is the primary fuel for electricity in Indonesia. Liquefied Natural Gas (LNG) can be an alternative solution for the fuel of power plants in Indonesia.

This study aimed to use Liquefied Natural Gas (LNG) for the needs of power plants in eastern Indonesia and determine the distribution pattern using LNG source in Masela and ship to distribute the gas. There are 39 power plants that spread across 4 islands which are Maluku, East Nusa Tenggara, West Nusa Tenggara, and Papua. The ships / vessels that used to distribute there were 5 vessels which the capacity from 2500 m<sup>3</sup> to 23000 m<sup>3</sup>. To obtain these distributions, this study using Linear Programming and Vehicle Routing Problem. The result of optimization in this distribution is routes / ships that optimum / the best among each other with minimal economic costs.

From the result, the power plants will be divide into five clusters where there are five routes were selected by using six vessels / ships namely 5 2500 m<sup>3</sup> size of vessels and one vessel

with the size of 7500 m<sup>3</sup>. The total cost of this distribution of LNG are US \$ 111,863,119.15 (Opex) and US \$ 283,967,000.00 (Capex). The results of the economic study showed that the sales margins chosen are between US \$ 3.5 to US \$ 3.9 with a payback period 6.8 - 4.7 years from operating time of 20 years.

**Key Words:** Distribution of LNG, Linear Programming, Vehicle Routing Problem, Economic Study

## **KATA PENGANTAR**

Puji syukur penulis panjatkan kehadapan Tuhan Yang Maha Esa karena dengan rahmat, dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan skripsi ini tepat pada waktunya. Skripsi dengan judul “Distribusi Gas Alam Cair (LNG) Untuk Kebutuhan Pembangkit Listrik di Indonesia Bagian Timur” diajukan untuk memenuhi syarat kelulusan program teknik di Jurusan Teknik Sistem Perkapalan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Penulis sangat berharap skripsi ini dapat berguna dalam rangka menambah wawasan serta pengetahuan mengenai distribusi gas alam cair (LNG) untuk pembangkit listrik. Penulis juga menyadari didalam skripsi ini terdapat kekurangan dan masih jauh dari kata sempurna. Oleh sebab itu, penulis berharap adanya kritik, saran, dan usulan demi perbaikan skripsi yang telah penulis buat di masa yang akan datang. Hal tersebut mengingat tidak ada sesuatu yang sempurna tanpa adanya saran yang membangun.

Selama proses pengerjaan skripsi ini penulis mendapatkan banyak dukungan dan bantuan dari berbagai pihak, sehingga pada kesempatan kali ini penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada :

1. Bapak dan Ibu (I Putu Gede Sudharma dan Lush Suriati) atas perhatian, dukungan moral dan materiil yang tanpa hentinya selalu diberikan. Kakak – kakak (Luh Putu Previyanti dan Wahyu Saputra) yang selalu mengajarkan agar terus menjadi pribadi yang dewasa.
2. Bapak Prof. Dr. Ketut Buda Artana S.T., M.Sc. selaku dosen pembimbing pertama dan sekaligus dosen wali yang rela meluangkan waktunya untuk berbagi ilmu dan sedia untuk membimbing penulis hingga skripsi ini terselesaikan. Terima kasih juga atas motivasi yang selalu diberikan kepada penulis selama ini.

3. Bapak Dr. Dhimas Widhi Handani, S.T., M.Sc.D selaku dosen pembimbing kedua. Terima kasih atas bimbingan dan bantuan yang selalu diberikan kepada penulis dikala penulis mengalami kendala dalam pengerjaan skripsi ini.
4. Bapak A.A.B. Dinariyana D.P., S.T., MES., Ph.D selaku ketua Marine Reliability and Safety Laboratory (RAMS) atas bimbingan dan bantuan yang selalu diberikan kepada penulis dalam pengerjaan skripsi ini. Terima kasih juga untuk candaan dan gurauan yang membuat penulis betah untuk mengerjakan skripsi di lab.
5. Seluruh dosen dan karyawan Jurusan Teknik Sistem Perkapalan FTK-ITS yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu atas segala ilmu yang telah diajarkan selama ini kepada penulis.
6. Nina Aristina yang selalu menyemangati penulis dikala penulis sedang malas dan suntuk. Dan juga selalu sabar menunggu hingga penulis dapat menyelesaikan skripsi kali ini. Love you.
7. Keluarga BISMARCK'12 yang telah menemani penulis selama di Jurusan Teknik Sistem Perkapalan FTK-ITS. Terima kasih atas kerja sama yang telah dilakukan selama dalam perkuliahan. Semoga jalinan kekeluargaan ini tak akan pernah terputus.
8. Teman – teman OMDO SQUAD yang menemani selama 4 tahun hidup di kota Surabaya, dan selalu menjadi pendengarnya yang baik dikala senang dan sedih. Talk More, Do Less!.
9. Kucing Kantin ada Adi, Katil, Agung, Carla, Libry, Fauzi, Agas, Cakra, Renna, Manuel, Ega, Abbas, Ojan, Sita, dll yang selama 2 tahun berada di lab susah, sedih, dan senang. Dan trio macam mahasiswa S2 mbak Emmy, mbak Uchik, dan mbak Putri yang selalu bersenda gurau dengan penulis dan selalu membantu penulis. Serta bli Kiwil yang senantiasa membantu jika penulis kesusahan.

10. Seluruh pihak yang tak dapat disebutkan satu persatu, terima kasih atas jasa yang telah diberikan kepada penulis selama ini.

Semoga skripsi ini dapat bermanfaat dan mudah dipahami bagi siapapun yang membacanya. Sebelumnya penulis mohon maaf apabila terdapat kesalahan kata yang kurang berkenan dan penulis memohon kritik serta saran yang membangun demi perbaikan di masa depan.

Surabaya, Juli 2016

*“Halaman ini sengaja dikosongkan...”*

## DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN .....	iii
ABSTRAK.....	vii
KATA PENGANTAR .....	xi
DAFTAR ISI.....	xv
DAFTAR TABEL.....	xix
DAFTAR GAMBAR .....	xxi
BAB I PENDAHULUAN.....	1
I.1 Latar Belakang.....	1
I.2 Tempat Pelaksanaan .....	3
I.3 Perumusan Masalah.....	4
I.4 Batasan Masalah.....	4
I.5 Tujuan Penulisan .....	4
I.6 Manfaat Skripsi .....	5
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	7
II.1 Definisi LNG .....	7
II.2 LNG <i>Supply Chain</i> .....	7
II.2.1 Ladang Gas.....	9
II.2.2 Kapal LNG .....	11
II.2.3 <i>Receiving Terminal</i> .....	14
II.3 Pembangkit Listrik .....	16
II.4 <i>Linear Programing</i> .....	17
II.5 <i>Vehicle Routing Problem</i> .....	18
II.6 Lingo 16.0 .....	19

II.7 Kajian Ekonomi.....	20
II.7.1 Net Present Value .....	20
II.7.2 Internal Rate of Return .....	21
II.7.3 Payback Periods (PP) .....	21
BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....	23
III.1 Perumusan Masalah .....	23
III.2 Studi Literatur .....	23
III.3 Pengumpulan Data .....	23
III.4 Desain Skenario Distribusi.....	24
III.5 Pemodelan Desain Distribusi .....	24
III.6 Kajian Ekonomi .....	24
III.7 Kesimpulan dan Saran .....	24
BAB IV ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN .....	27
IV.1 Analisa Data Kebutuhan Listrik di Indonesia Timur .....	27
IV.1.1 Pembangkit Listrik di NTB.....	27
IV.1.2 Pembangkit Listrik di NTT .....	29
IV.1.3 Pembangkit Listrik di Maluku .....	31
IV.1.4 Pembangkit Listrik di Papua.....	33
IV.2 Analisa Data Kapasitas Produksi LNG.....	35
IV.3 Perencanaan LNG <i>Storage</i> di Saumlaki .....	40
IV.4 Identifikasi Kapal LNG .....	42
IV.5 Pengelompokan / Clustering.....	45
IV.6 Menentukan Biaya Transportasi .....	50
IV.6.1 Voyage Data (Round Trip Day).....	51
IV.6.2 Harga Bunker .....	52
IV.6.3 <i>Port Charge</i> .....	52



IV.7 Pemilihan Rute yang Memungkinkan.....	54
IV.8 Perhitungan Matematis .....	55
IV.8.1 Parameter Input.....	55
IV.8.2 Identifikasi Variabel Keputusan .....	55
IV.8.3 Perumusan Fungsi Objektif .....	56
IV.8.4 Identifikasi Batasan – Batasan .....	56
IV.9 Optimasi Pemilihan Rute dan Kapal.....	58
IV.10 Perhitungan Biaya Transportasi.....	73
IV.11 Kajian Ekonomi .....	78
IV.11.1 <i>Capital Expenditure</i> (CAPEX) .....	78
IV.11.2 <i>Operational Expenditure</i> (OPEX) .....	80
IV.11.3 Pemasukan .....	82
IV.11.4 Bunga Bank.....	82
IV.11.5 Payback Period .....	83
IV.11.6 IRR.....	83
IV.11.7 NPV .....	83
IV.11.8 Hasil Kajian Ekonomi.....	83
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....	87
V.1 Kesimpulan.....	87
V.2 Saran.....	88
DAFTAR PUSTAKA .....	91
LAMPIRAN A.....	93
LAMPIRAN B .....	97
LAMPIRAN C .....	102
LAMPIRAN D.....	105
LAMPIRAN E .....	112

LAMPIRAN F .....136

BIODATA PENULIS .....149

## DAFTAR TABEL

Tabel 1. 1 Data Produksi dan Konsumsi Gas Indonesia .....	2
Tabel 2. 1 Kapasitas Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW) Tahun 2014.....	17
Tabel 4. 1 Data Kapasitas Pembangkit di NTB .....	27
Tabel 4. 2 Data Kapasitas Pembangkit di NTT.....	29
Tabel 4. 3 Data Kapasitas Pembangkit di Maluku Utara dan Maluku Selatan .....	31
Tabel 4. 4 Data Kapasitas Pembangkit di Papua.....	33
Tabel 4. 5 Data Kapasitas Pembangkit Keseluruhan di Indonesia Timur .....	35
Tabel 4. 6 Data Kapasitas Kilang LNG di Masela.....	36
Tabel 4. 7 Jarak Pembangkit di NTB dengan Onshore Terminal Saumlaki.....	37
Tabel 4. 8 Jarak Pembangkit di NTT dengan Onshore Terminal Saumlaki.....	37
Tabel 4. 9 Jarak Pembangkit di Maluku dengan Onshore Terminal Saumlaki.....	38
Tabel 4. 10 Jarak Pembangkit di Papua dengan Onshore Terminal Saumlaki.....	39
Tabel 4. 11 Perhitungan Rute dan Kapal Menuju Saumlaki .....	41
Tabel 4. 12 Tabel Identifikasi Jenis Kapal LNG.....	44
Tabel 4. 13 Tabel Konsumsi Bahan Bakar.....	44
Tabel 4. 14 Tabel Ship Charter Rate.....	45
Tabel 4. 15 Tabel Matriks Jarak Cluster 1 (Kilometer) .....	49
Tabel 4. 16 Tabel Matriks Jarak Cluster 2 (Kilometer) .....	49
Tabel 4. 17 Tabel Matriks Jarak Cluster 3 (Kilometer) .....	49
Tabel 4. 18 Tabel Matriks Jarak Cluster 4 (Kilometer) .....	50
Tabel 4. 19 Tabel Matriks Jarak Cluster 5 (Kilometer) .....	50
Tabel 4. 20 Tabel Harga Jenis Bunker .....	52
Tabel 4. 21 Tabel Tarif Jasa Pelabuhan .....	53
Tabel 4. 22 Summary CLUSTER 1 .....	65
Tabel 4. 23 Summary CLUSTER 2 .....	66

Tabel 4. 24 Summary CLUSTER 3 .....	67
Tabel 4. 25 Summary CLUSTER 4 .....	68
Tabel 4. 26 Summary CLUSTER 5 .....	69
Tabel 4. 27 Ukuran Tangki CLUSTER 1.....	70
Tabel 4. 28 Ukuran Tangki CLUSTER 2.....	71
Tabel 4. 29 Ukuran Tangki CLUSTER 3.....	71
Tabel 4. 30 Ukuran Tangki CLUSTER 4.....	72
Tabel 4. 31 Ukuran Tangki CLUSTER 5.....	72
Tabel 4. 32 Summary Seluruh Cluster Beserta Masela - Saumlaki ...	72
Tabel 4. 33 Transpotation Cost CLUSTER 1 .....	73
Tabel 4. 34 Transportation Cost CLUSTER 2 .....	74
Tabel 4. 35 Transportation Cost CLUSTER 3 .....	75
Tabel 4. 36 Transportation Cost CLUSTER 4 .....	75
Tabel 4. 37 Transportation Cost CLUSTER 5 .....	76
Tabel 4. 38 Transportation Cost Masela - Saumlaki.....	77
Tabel 4. 39 Indikator - Indikator pada Perhitungan CAPEX Terminal Penerima .....	79
Tabel 4. 40 Hasil Keseluruhan CAPEX.....	80
Tabel 4. 41 Indikator - Indikator OPEX pada Terminal Penerima ....	80
Tabel 4. 42 Hasil OPEX.....	81
Tabel 4. 43 Hasil Pemasukan dari Semua Margin .....	82
Tabel 4. 44 Hasil Kajian Ekonomi Tiap - Tiap Margin .....	84

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1 Konsumsi Energi Final per Jenis.....	1
Gambar 1. 2 Proyeksi Pemanfaatan Gas Bumi .....	3
Gambar 2. 1 Rantai Supply LNG.....	9
Gambar 2. 2 Cadangan Gas Bumi di Indonesia .....	10
Gambar 2. 3 Abadi LNG Project .....	11
Gambar 2. 4 Kapal LNG Carrier Golar Mazo.....	12
Gambar 2. 5 Skema Proses pada Terminal Penerma LNG .....	15
Gambar 2. 6 Peta Wilayah Usaha PT PLN (Persero).....	16
Gambar 3. 1 Alur Metodologi Penelitian.....	25
Gambar 4. 1 Letak Pembangkit di NTB .....	28
Gambar 4. 2 Letak Pembangkit di NTT.....	30
Gambar 4. 3 Letak Pembangkit di Maluku Utara dan Maluku Selatan .....	32
Gambar 4. 4 Letak Pembangkit di Papua.....	34
Gambar 4. 5 Peta Lokasi dari Blok Masela.....	36
Gambar 4. 6 Jarak dari Saumlaki Menuju Pembangkit - Pembangkit	40
Gambar 4. 7 Spherical LNG Tank .....	42
Gambar 4. 8 Clustering Pembangkit di Indonesia Timur .....	46
Gambar 4. 9 Cluster 1 .....	46
Gambar 4. 10 Cluster 2 .....	47
Gambar 4. 11 Cluster 3 .....	47
Gambar 4. 12 Cluster 4 .....	48
Gambar 4. 13 Cluster 5 .....	48
Gambar 4. 14 Parameter Input dan Variabel yang Dicari Dalam Model.....	58
Gambar 4. 15 Susunan Sets.....	59
Gambar 4. 16 Data CLUSTER 1 .....	60
Gambar 4. 17 Fungsi Objektif CLUSTER 1.....	61
Gambar 4. 18 Batasan / Constrain Pertama .....	61
Gambar 4. 19 Batasan / Constrain Kedua .....	61
Gambar 4. 20 Batasan / Constrain Ketiga.....	62
Gambar 4. 21 Batasan / Constrain Keempat .....	62
Gambar 4. 22 Batasan / Constrain Kelima.....	62

Gambar 4. 23 Batasan / Constrain Keenam .....62

Gambar 4. 24 Subtour Elimination .....63

Gambar 4. 25 Solver Status dari CLUSTER 1.....64

Gambar 4. 26 Hasil dari CLUSTER 1 .....64

Gambar 4. 27 Hasil dari CLUSTER 1 (2).....65

Gambar 4. 28 Rute CLUSTER 1 .....66

Gambar 4. 29 Rute CLUSTER 2 .....67

Gambar 4. 30 Rute CLUSTER 3 .....68

Gambar 4. 31 Rute CLUSTER 4 .....69

Gambar 4. 32 Rute CLUSTER 5 .....70

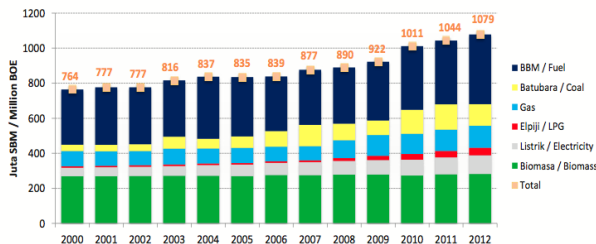
Gambar 4. 33 Perbandingan Biaya Transportasi.....77

# BAB I

## PENDAHULUAN

### I.1 Latar Belakang

Saat ini bahan bakar minyak (BBM) merupakan sumber energi yang paling banyak digunakan di Indonesia. Namun ketersediaan BBM yang semakin berkurang mengakibatkan harga BBM semakin mahal. Oleh karena itu perlunya alternatif lain untuk mengurangi ketergantungan akan BBM tersebut yang lebih efisien dan ekonomis. Salah satunya dengan memanfaatkan gas alam yang melimpah di Indonesia. Penggunaan LNG (Liquidfied Natural Gas) merupakan pilihan yang tepat sebagai bahan bakar di sektor pembangkit listrik tenaga gas, industri – industri, dan pemukiman.



Gambar 1. 1 Konsumsi Energi Final per Jenis  
(Sumber: BPPT Outlook Energi Indonesia 2014)

LNG merupakan gas alam yang dicairkan menjadi cairan dengan suhu -162 derajat Celcius, sehingga ramah lingkungan dikarenakan kadar karbon yang rendah dibandingkan dengan bahan bakar mentah. Selain itu juga LNG langsung menguap jika terkena udara luar, dan lebih ekonomis.

Indonesia berisikan cadangan gas alam yang besar. Saat ini Indonesia menempati posisi ketiga di Asia Pasifik dalam hal cadangan gas alam (setelah Australia dan China) 1.5 persen dari

total cadangan dunia bisa dilihat pada tabel 1.1 (BP Statistical Review of World Energy 2015). Sebagian besar pusat produksi gas Indonesia terletak di lepas pantai. Sumber gas alam di Indonesia pada saat ini terdapat di beberapa wilayah seperti Aceh (Kilang Arun), Natuna, Sumatera Selatan (Ladang Grissik), Kalimantan Timur (Kilang Badak), Sulawesi Tengah (Kilang Donggi-senoro), Papua (Kilang Tangguh) dan proyek Masela.

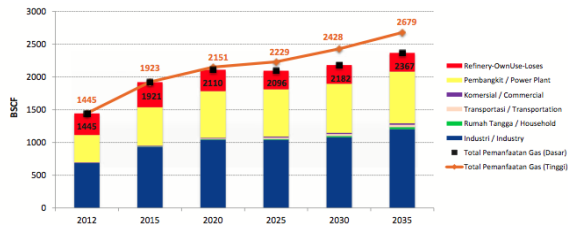
Tabel 1. 1 Data Produksi dan Konsumsi Gas Indonesia  
(Sumber: BP Statical Review of World Energy 2015)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Production</b> in billion m <sup>3</sup>	75.1	74.3	71.5	73.7	76.9	85.7	81.5	77.1	72.1	73.4
<b>Consumption</b> in billion m <sup>3</sup>	35.9	36.6	34.1	39.1	41.5	43.4	42.1	42.2	36.5	38.4

Indonesia memproduksi gas alam dua lipat dibandingkan dengan dikonsumsi. Ini sama saja tidak berarti jika kebutuhan domestik di Indonesia tidak tercukupi. Perusahaan Gas Negara (PGN) bekerja sama dengan Perusahaan Listrik Negara (PLN) untuk memaksimalkan gas alam yang ada di Indonesia agar dapat dikonsumsi untuk pembangkit listrik, dan sektor – sektor lainnya. Agar tidak beralih ke pilihan dimana memakai bahan bakar yang lebih mahal dan tidak ramah lingkungan.

Dalam kurun waktu 2012–2035, total konsumsi gas bumi diperkirakan akan tumbuh rata-rata sebesar 2,2% per tahun atau naik mencapai hingga 1,6 kali pada tahun 2035. Penggunaan gas bumi meningkat dari 1.445 BCF pada tahun 2012 menjadi 2.367 BCF pada tahun 2035. Pertumbuhan penggunaan gas bumi yang terbesar adalah sektor rumah tangga dengan pertumbuhan rata-rata sebesar 17,6% per tahun diikuti oleh sektor transportasi (13,4%), komersial (3,9%), pembangkit listrik (2,8%) dan industri (2,9%) dapat dilihat pada gambar 1.2. (BPPT Outlook Energi Indonesia 2014)





Gambar 1. 2 Proyeksi Pemanfaatan Gas Bumi  
(Sumber: BPPT Outlook Ennergi Indonesia 2014)

Semakin meningkatnya kebutuhan gas alam, diperlukannya pemanfaatan gas sebagai sumber energi ke semua sektor. Kebijakan pemerintah mengenai pemanfaatan sumber daya energy yang ada sangat penting guna pemenuhan kebutuhan sumber energi pada dalam negeri. Sebagai salah satu bentuk pemanfaatan gas sebagai sumber energi bagi pembangkit listrik PLN adalah pemanfaatan berupa LNG (*Liquified Natural Gas*) sebagai bahan bakar untuk menggantikan penggunaan HSD yang selama ini digunakan sebagai bahan bakar pembangkit listrik PLN. Pemanfaatan gas alam dalam bentuk LNG merupakan alternatif pemecahan masalah untuk mengatasi krisis tenaga listrik. Pemanfaatan tersebut tentunya harus ditunjang dengan fasilitas pendukung, dimana fasilitas pendukung yang dimaksud adalah tersedianya kapal pengangkut serta fasilitas penunjang baik dalam memproduksi, memproses, dan mendistribusikan.

## I.2 Tempat Pelaksanaan

Tempat yang direncanakan dalam mendapatkan informasi dan data-data guna mendukung tugas akhir ini adalah:

1. Laboratorium Keandalan dan Keselamatan, Jurusan Teknik Sistem Perkapalan FTK ITS

### **I.3 Perumusan Masalah**

1. Bagaimana menentukan skenario distribusi dari Blok Masela menuju onshore terminal Saumlaki dan kemudian dilanjutkan menuju pembangkit di Indonesia bagian Timur dengan memperhatikan kebutuhan pada tiap pembangkit?
2. Bagaimana menentukan kapasitas / ukuran kapal LNG carrier dan rute dari kapal LNG carrier yang sesuai?
3. Bagaimana kajian ekonomis dan operational dari skenario distribusi tersebut?

### **I.4 Batasan Masalah**

Untuk menegaskan dan lebih memfokuskan permasalahan yang akan dianalisa dalam skripsi ini, maka akan dibatasi permasalahan – permasalahan yang akan dibahas sebagai berikut:

1. Sumber gas alam berasal dari BLOK Masela dengan kapasitas 7.5 MTPA
2. Lokasi distribusi LNG ini hanya mencakup daerah Indonesia bagian timur yaitu , NTB, NTT, Papua, dan Maluku
3. LNG didistribusikan untuk pembangkit listrik di NTB, NTT, Maluku dan Papua
4. Data kebutuhan pembangkit listrik yang digunakan hanya pada pembangkit dengan bahan bakar minyak (HSD,MFO) dan gas alam.

### **I.5 Tujuan Penulisan**

Tugas Akhir ini bertujuan untuk:

1. Mengetahui skenario distribusi dari kilang menuju onshore terminal Saumlaki dan menuju tiap pembangkit di Indonesia bagian Timur.
2. Mengetahui kapasitas / ukuran dan rute pelayaran LNG carrier terbaik dari kilang onshore terminal Saumlaki dan menuju tiap pembangkit di Indonesia bagian Timur.
3. Mengetahui kajian ekonomis dari skenario yang sudah ditentukan.

## **I.6 Manfaat Skripsi**

Dari penelitian ini, diharapkan memberikan manfaat bagi berbagai pihak. Adapun manfaatnya antara lain:

1. Didapatkan pola distribusi LNG yang terbaik dari segi biaya investasi baik bagi pihak penyuplai yaitu kilang gas dan demand khususnya industri pembangkit tenaga listrik di Indonesia bagian timur.
2. Penelitian dari skripsi yang dilakukan diharapkan dapat memberikan pola perencanaan distribusi LNG yang terbaik dimasa mendatang.

*“Halaman ini sengaja dikosongkan...”*

## **BAB II**

### **TINJAUAN PUSTAKA**

#### **II.1 Definisi LNG**

LNG atau bisa disebut Liquid Natural Gas (Metana-CH<sub>4</sub>) merupakan Gas Alam yang dikonversikan menjadi cairan dimana gas tersebut didinginkan hingga mencapai suhu minus 162 derajat Celcius pada tekanan atmosfer dan merubah volumenya menjadi 1/600 dari kondisi awal gas tersebut. Jadi LNG sangat memungkinkan diangkut dengan jumlah yang besar dan lebih hemat dengan menggunakan kapal – kapal pengangkut LNG / LNG Tanker.

LNG bersifat tidak berwarna, transparan, tidak berbau, tidak beracun, dan terhindar dari sulfur oksida dan abu. Itu dikarenakan gas tersebut melewati proses dimana partikel –partikel yang tidak dipakai / asing dihilangkan kemudian dilanjutkan dengan desulfurization, dehydration, dan pembersihan karbon dioksida. Setelah melalui proses seperti diatas, selanjutnya gas tersebut dicairkan dengan cara didinginkan dengan suhu sekitar minus 162 derajat Celcius. LNG memiliki pengurangan dalam volume yang lebih tinggi jika dibandingkan dengan CNG (Compress Natural Gas) dimana LNG 2,4 kali lebih besar daripada CNG.

Apabila LNG bersentuhan dengan udara luar, maka akan menghasilkan uap berwarna putih yang mudah dilihat oleh kasat mata. Massa jenis LNG lebih rapat dari pada udara luar, oleh karena itu LNG menguap ke atas. LNG bisa disebut energi yang relative aman, karena suhu nyala spontan dari LNG tersebut lebih tinggi dibandingkan bensin.

#### **II.2 LNG Supply Chain**

LNG *Supply Chain* atau rantai pasok LNG memiliki 4 segmen yang saling bergantung satu sama lain, antara lain:

1. Produksi

Produksi merupakan jantung dari kegiatan ini, dimana spesialis meneliti struktur geologi daerah - daerah yang dimana terdapat hidrokarbon. Setelah melihat probabilitas suatu daerah yang terdapat hidrokarbon tersebut, baru kegiatan pengeboran dilakukan. Jika layak gas alam tersebut siap untuk diproduksi.

2. Liquefaction / Pencairan

Gas alam yang sudah siap diproduksi akan disaring dan dimurnikan, agar tidak merusak peralatan – peralatan selama kegiatan pengkonversian dari gas ke cair dilakukan. Setelah itu proses pencairan dilakukan dengan mengurangi volume gas dengan factor sekitar 600, dengan kata lain 1 meter kubik LNG pada suhu -162 derajat Celcius memiliki kandungan energi yang sama dengan 600 meter kubik gas pada suhu kamar dan tekanan atmosfer.

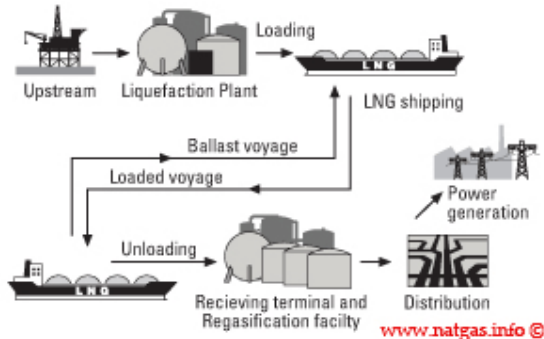
3. Transportasi LNG

Kapal – kapal pengangkut LNG / Tanker LNG harus dikuliti *double* / ganda yang dimana dirancang khusus agar mencegah kebocoran dan pecah akibat kecelakaan. LNG yang disimpan di dalam tangki (biasanya 4 -5 per tanker) dengan suhu -162 derajat Celcius dan pada tekanan atmosfer. Saat ini ada 3 jenis tangki kapal LNG, masing – masing memiliki desain yang berbeda antara lain: Tangki Membran, Tangki Bola, dan Tangki Prismatic.

4. Penyimpanan & Regasifikasi

Setelah diterima dan dikosongkan, LNG dipindah menuju tangki penyimpanan (kapasitasnya bervariasi dari 100.000 sampai 160.000 meter kubik, tergantung situasi dari tempat penyimpanan yang bersuhu -162 derajat Celcius). Proses regasifikasi adalah proses dimana mengembalikan gas dari

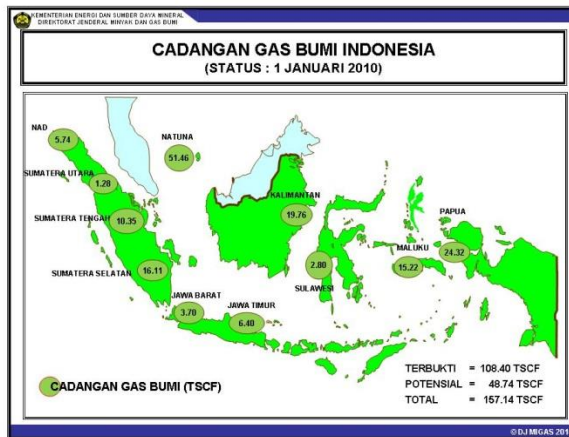
cair kembali menjadi gas dan dilakukan dengan tekanan tinggi dari 60 sampai 100 bar.



Gambar 2. 1 Rantai Supply LNG  
(Sumber: <http://www.natgas.info/>)

### II.2.1 Ladang Gas

Sumber gas alam di Indonesia terdapat di beberapa wilayah kawasan Indonesia, yakni terdapat pada provinsi Nangroe Aceh Darussalam (Kilang Arun), Natuna Timur, Natuna Barat (Ladang Belanak), Sumatera Selatan (Ladang Grissik, Pagar dewa), Bagian Utara Jawa Barat, Bagian Utara Jawa Tengah (Ladang Kepondang), Bagian Utara Jawa Timur (Pertamina, Kodeco, Emerald Iles, Lapindo Brantas, Santos), Bagian Utara Bali (Ladang Pangerungan dan Terang Sirasun), Kalimantan Timur (Kilang Badak, Bontang), Sulawesi Tengah (Kilang Donggi dan Senoro, Medco serta Sengkang), Papua (Kilang Tangguh, Ladang Wiriagar, Berau, Muturi). Berikut adalah peta cadangan gas alam di wilayah Indonesia.



Gambar 2. 2 Cadangan Gas Bumi di Indonesia  
 (Sumber: <http://migas.esdm.go.id/>)

Ada empat kawasan produksi gas alam di Indonesia dimana produksi gas dikumpulkan dan disalurkan menuju kilang pencair gas alam untuk diubah menjadi LNG. Kawasan tersebut adalah Kilang Badak (Bontang, Kalimantan Timur), Kilang Arun (Nangroe Aceh Darussalam), Kilang Tangguh (Papua) dan Kilang Donggi-Senoro (Sulawesi)

Pada kasus ini ladang gas yang dipergunakan berasal dari BLOK Masela. Perusahaan INPEX Jepang dan SKK Migas bekerja sama dalam membangun BLOK Masela dimana BLOK Masela dapat menghasilkan 7.5 juta ton/tahun yang awalnya 2.5 juta ton/tahun. Dan akan ada pengembangan lagi dengan membuat Abadi LNG Project. Abadi LNG Project merupakan proyek LNG dalam skala besar di Masela. Dimana Abadi LNG Project memiliki luasan sebesar 3,221 km<sup>2</sup> dan tidak jauh dengan offshore Saumlaki di provinsi Maluku, kurang lebih sekitar 150 km. Abadi LNG direncanakan akan membantu dalam produksi dari Masela yang mencapai 7.5 juta ton/tahun atau 24,000 barrel/hari dalam kurun waktu 20 tahun kedepan.





Gambar 2. 3 Abadi LNG Project  
(Sumber: <http://www.inpex.co.jp/>)

## II.2.2 Kapal LNG

Kapal merupakan salah satu media transportasi laut yang dapat mengangkut LNG maupun gas yang lain. Kapal digunakan dikarenakan pembangunan saluran pipa tidak dapat dilakukan pada wilayah yang akan dilalui oleh pipa, dan juga dari sisi ekonomi atau terlalu dalamnya wilayah perairan yang akan dilewati oleh saluran pipa.

Tipe pengangkutan LNG angkut kapal untuk LNG dapat berupa kapal-kapal pengangkutan LNG (*LNG Carrier / LNG Tanker*) dengan tipe kapal berupa *Mini LNG Carrier*, *Mini LNG Carrier plus regasification unit*, serta *Self Supporting Prismatic Type B tank (SPB)*, *Moss type*, dan *Gaz Transport Type Technigaz Type*. Setiap jenis tangki LNG memiliki kelebihan dan kekurangan masing-masing baik dari segi teknis maupun ekonomis. Dengan mengetahui kelebihan dan kekurangan dari tiap-tiap jenis tangki ini maka pilihan dapat ditentukan pada jenis tangki yang paling sesuai dengan kebutuhan yang nantinya mampu memberikan keuntungan teknis dan ekonomis.



Gambar 2. 4 Kapal LNG Carrier Golar Mazon  
(Sumber: nauticaprawoto.wordpress.com)

Seperti diketahui muatan LNG mempunyai suhu yang sangat rendah ( $-163^{\circ}$ ) dan mempunyai potensi berbahaya. Muatan tersebut apabila mengenai baja akan menjadi rapuh, retak, dan pecah. Oleh karena itu, untuk mengatasi hal ini bahan tangki muatan selalu dibuat dari bahan logam khusus yaitu paduan aluminium, baja tahan karat, 9% *nickel steel* dan *bronze*. Disamping itu untuk menjaga suhu yang diinginkan serta kemungkinan kebocoran, seluruh tangki muatan selalu diberi isolasi yang terbuat dari bahan foam atau bahan isolasi lainnya. Seluruh konstruksi kapal LNG juga selalu menggunakan *mild steel* dan bukan *high tensile steel*. Selain itu ciri – ciri lain dari kapal pengangkut LNG sebagai berikut:

- Memanfaatkan *boil off* dari muatan LNG sebesar 0,15% per hari untuk bahan bakar boiler) dan menggunakan tenaga penggerak turbin uap.
- Kapal pengangkut LNG mempunyai kecepatan kurang lebih 20 knot.
- *Ballast voyage* (siklus pelayaran kapal-kapal pengangkut LNG) juga memakai sisa muatan LNG untuk

pendinginan tangki muatan sebelum masuk *loading terminal*.

- Menggunakan *Mild Steel*, karena *High Tensile Steel* tidak sesuai untuk suhu yang sangat rendah.
- Kecermatan dalam proses bongkar muat, pendinginan tangki muat sangat terlihat.

Kapasitas produksi dan permintaan pembeli merupakan salah satu faktor yang berpengaruh untuk pemilihan ukuran kapal tanker LNG, berikut ukuran standar dari kapal LNG:

- Kapasitas kelompok kapal standar: 75.000 m<sup>3</sup>
- Kapasitas kelompok kapal besar: 125.000 m<sup>3</sup>, 138.000 m<sup>3</sup>, 145.000 m<sup>3</sup>
- Kapasitas Kelompok Sangat Besar: 160.000 m<sup>3</sup>, 200.000 m<sup>3</sup>

Selain itu perlu diperhatikan pula parameter - parameter perhitungan nilai ekonomis kapal. Setiap benda yang diproduksi pasti memiliki nilai ekonomis. Nilai ekonomis dari setiap benda berbeda - beda. Perbedaan ini yang menjadi pertimbangan dalam memproduksi ataupun menggunakan benda tersebut dalam pengambilan keputusan. Nilai ekonomis dapat dihitung dari beberapa parameter yang terkait dengan benda tersebut. Parameter - parameter perhitungan nilai ekonomis kapal adalah dimensi kapal, ongkos muatan, biaya operasi.

Biaya operasi pada pengoperasian kapal dihitung berdasarkan waktu yang dibutuhkan untuk transportasi kapal tersebut. Biaya Operasi dibagi menjadi dua jenis biaya yaitu *Fixed costs* dan *Variabel costs*. Komponen *fixed costs* adalah biaya tetap dan tidak tergantung pada operasi kapal, terdiri atas biaya kepemilikan (*ownership cost component*), sedangkan biaya variabel adalah biaya yang tergantung pada operasional kapal itu sendiri.

*Chartering* adalah salah satu aktivitas dalam industri pelayaran. *Charter* berarti pemilik atau *disponent owner* bersedia menyewakan kapal atau memberikan jasa pelayaran tertentu kepada penyewa (*charterer*) dan penyewa bersedia

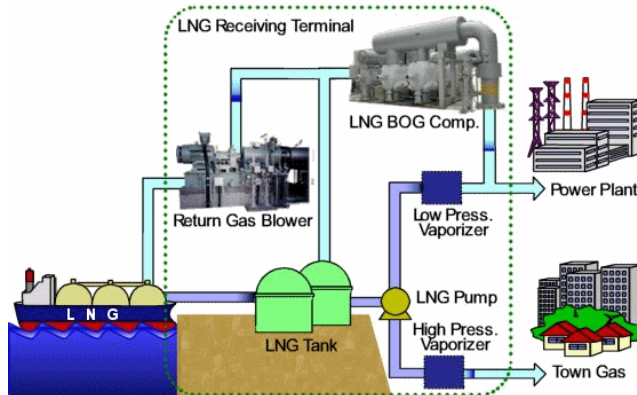
untuk membayar *freight* atau *hire* yang disepakati. Terdapat beberapa biaya dalam sewa kapal, antara lain *capital cost* atau biaya tetap dan *operation cost* meliputi *manning*, *repairs*, *maintenance*, *bunker*, dll

*Voyage charter*, adalah kesepakatan untuk menyewa kapal beserta kru kapal dalam satu pelayaran antara terminal pengisian LNG dan terminal penerima. *Time charter*, adalah kesepakatan untuk menyewa kapal dan memberikan hak kepada penyewa untuk menggunakan kapal dalam periode waktu tertentu. *Bareboat charter*, adalah kesepakatan untuk menyewa kapal dalam jangka waktu tertentu. Penyewa menyediakan kru dan bertanggung – jawab terhadap keseluruhan biaya operasi dari kapal tersebut. Keseluruhan kesepakatan antara penyewa dan pemilik kapal terdapat dalam *Charter Party*. *Charter Party* adalah dokumen perjanjian atau kontrak antara pemilik kapal dengan penyewa, dimana kapal digunakan atau disewa untuk mengantarkan muatan pada rute pelayaran yang ditetapkan (*voyage charter*) atau untuk periode waktu yang ditetapkan (*time charter*). *Charter Party* juga berisikan semua kesepakatan, kondisi dan pengecualian yang berdasarkan referensi hukum yang berlaku.

### **II.2.3 Receiving Terminal**

Terminal penerimaan LNG merupakan salah satu dari rangkaian rantai suplai LNG. Proses kerja pada terminal penerima LNG yaitu menerima gas alam cair dari kapal khusus LNGcarrier, menyimpan cairan dalam tangki penyimpanan khusus, dilakukan proses vaporizer LNG, dan kemudian menyalurkan gas alam ke dalam pipa distribusi. Lokasi terminal penerimaan harus memenuhi berbagai kriteria termasuk di dalamnya dari segi keselamatan, keamanan, adanya akses terhadap laut, kedekatan dengan jaringan distribusi gas, serta luas area yang memadai untuk menjamin jarak yang aman dari aktifitas manusia di sekitarnya. Terminal penerimaan juga harus memenuhi persyaratan lingkungan.

Berikut merupakan skema proses pengolahan LNG pada terminal penerimaan:



Gambar 2. 5 Skema Proses pada Terminal Penerima LNG  
(Sumber: <http://www.ihl.co.jp>)

Dalam pengaplikasiannya terdapat 2 tipe terminal penerima yaitu tipe terminal penerima darat, dan terminal penerima yang terletak di lepas pantai (FSRU). Terminal penerima di darat memiliki kriteria dimana diantaranya mempunyai jalur pengiriman keluar yang memadai (terdapat jalur pipa yang terletak didekat terminal dan cocok untuk penggunaan LNG), tersedianya fasilitas pelabuhan yang memadai untuk proses bongkar muat LNG, terdapat tahap pelestarian dan perlindungan bencana terhadap lingkungan yang ada, serta memiliki luas area yang memadai untuk menjamin jarak yang aman dari aktifitas manusia. Sedangkan untuk terminal penerima yang akan dibangun di lepas pantai tentunya yang sangat diperhatikan adalah keuntungan kondisi perairannya dari aspek kedalaman, arus, gelombang, kedekatan dengan lalu lintas laut, serta area yang tidak berdekatan dengan aktivitas manusia. Dari kedua tipe terminal penerima ini, menurut data *World LNG Liquefaction Plant and Regasification Plant* per November 2015, Indonesia masih

sedikit mempunyai receiving terminal untuk kelancaran proses supply chain LNG. Oleh karena itu diperlukan pengoptimalan investasi pembangunan infrastruktur untuk rantai suplai LNG di Indonesia yang nantinya dapat mempertahankan pasokan gas alam di Indonesia.

### II.3 Pembangkit Listrik

Pembangkit listrik di Indonesia telah diatur sepenuhnya oleh pihak PLN (Perusahaan Listrik Negara), dimana terdapat beberapa jenis pembangkit yang tersedia di Indonesia diantaranya adalah PLTG, PLTD, PLTA, PLTU, dan PLTGU. Pada tugas akhir ini penggunaan LNG digunakan sebagai sumber energi bagi pembangkit listrik di Indonesia bagian timur, dimana kebutuhan daya dari tiap – tiap pembangkit yang ada pada masing – masing wilayah akan dikonversikan kedalam bentuk ton LNG. Tujuan dari konversi tersebut adalah untuk mengetahui berapa nilai kebutuhan LNG yang harus disuplai dari kilang LNG atau LNG *Plant* yang sudah ditentukan menuju tiap – tiap pembangkit di wilayah Indonesia bagian Timur.



Gambar 2. 6 Peta Wilayah Usaha PT PLN (Persero)  
(Sumber: RUPTL PLN 2015 – 2024)

Kapasitas pembangkit milik PLN dan IPP yang tersebar di Indonesia Timur sampai dengan tahun 2014 adalah sekitar 3.842 MW dengan perincian ditunjukkan pada Tabel 2.1. Kapasitas pembangkit tersebut sudah termasuk IPP dengan kapasitas 980MW

Tabel 2. 1 Kapasitas Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW)  
Tahun 2014  
(Sumber: RUPTL PLN 2015 – 2024)

UNIT	PLN								IPP								MW
	PLTGU	PLTU	PLTD	PLTG	PLTP	PLTA	EBT Lain	Jumlah	PLTGU	PLTU	PLTD	PLTG	PLTP	PLTA	EBT Lain	Jumlah	Jumlah PLN+IPP
Kalbar	-	-	178	34	-	2	-	214	-	-	-	-	-	-	-	0	214
Kalselteng	-	260	216	21	-	30	-	527	-	14	-	-	-	-	-	14	541
Kaltim	60	-	224	154	-	-	-	438	-	95	-	-	-	-	-	95	533
Suluttenggo	-	50	263	-	80	66	1	460	-	50	-	-	-	22	-	72	532
Sulselrabar	-	124	172	123	-	158	2	579	315	200	60	-	-	214	-	789	1368
Maluku	-	-	175	-	-	-	1	176	-	-	-	-	-	-	-	0	176
Papua	-	-	142	-	-	6	-	148	-	-	-	-	-	-	-	0	148
NTB	-	25	144	-	-	2	1	172	-	-	-	-	-	6	-	6	178
NTT	-	-	136	-	6	5	2	149	-	-	-	-	4	-	-	4	153
JUMLAH	60	459	1650	332	86	269	7	2863	315	359	60	0	4	242	0	980	3843

Beban puncak sistem kelistrikan Indonesia Timur pada tahun 2014 diperkirakan akan mencapai 4.073 MW. Jika beban puncak dibandingkan dengan daya mampu pembangkit dan apabila menerapkan kriteria cadangan 40%, maka diperkirakan terjadi kekurangan sekitar 1.600 MW.

## II.4 Linear Programming

Masalah keputusan yang biasa dihadapi para analis adalah alokasi optimum sumber daya yang langka. Sumber daya dapat berupa modal, tenaga kerja, bahan mentah, kapasitas mesin, waktu, ruangan atau teknologi. Penugasan analisa disini adalah mencapai hasil terbaik yang mungkin dengan keterbatasan sumber daya ini. Hasil yang diinginkan mungkin ditunjukkan sebagai maksimasi dari beberapa ukuran seperti profit, penjualan dan kesejahteraan, atau minimasi seperti biaya, waktu dan jarak. Setelah masalah diidentifikasi, tujuan diterapkan, langkah

selanjutnya adalah formulasi model matematik yang meliputi tiga tahap:

1. Menentukan variabel yang tak diketahui (variabel keputusan) dan menyatakan dalam simbol matematik.
2. Membentuk fungsi tujuan yang ditunjukkan sebagai suatu hubungan linier (bukan perkalian) dari variabel keputusan.
3. Menentukan semua kendala masalah tersebut dan mengekspresikan dalam persamaan dan pertidaksamaan yang juga merupakan hubungan linier dari variabel keputusan yang mencerminkan keterbatasan sumberdaya masalah itu

Linear Programming (LP) merupakan teknik riset operasional (operation research technique) yang telah dipergunakan secara luas dalam berbagai jenis masalah manajemen. Sebelumnya Kemudian pada tahun 1940, Hitchcock dan Koopman mempelajari Transportation type problem yang tujuannya antara lain untuk memperoleh jumlah biaya transport yang minimum dengan memperhatikan pembatasan yaitu:

1. Jumlah barang yang diangkut tidak boleh melebihi supply yang ada.
2. Jumlah permintaan harus dipenuhi.
3. Jumlah permintaan harus sama dengan jumlah penawaran

## **II.5 Vehicle Routing Problem**

Vehicle Routing Problem merupakan permasalahan distribusi yang mencari serangkaian rute untuk sejumlah kendaraan dengan kapasitas tertentu dari satu atau lebih depot untuk melayani konsumen. Toth dan Vigo (2002) mengemukakan tujuan yang ingin dicapai dalam VRP di antaranya:

- a. Meminimalkan ongkos perjalanan secara keseluruhan yang dipengaruhi oleh
- b. Keseluruhan jarak yang ditempuh dan jumlah kendaraan yang digunakan.



- c. Meminimalkan jumlah kendaraan yang digunakan untuk melayani semua
- d. konsumen.
- e. Menyeimbangkan rute.
- f. Meminimalkan keluhan pelanggan.

Perkembangan kasus distribusi di dunia nyata dengan berbagai macam karakteristik membuat banyaknya varian VRP yang merupakan pengembangan dari varian VRP yang sudah ada. Mulai dari VRP dengan single objective hingga multi objective. Hal ini yang membuat banyak peneliti yang merasa tertantang untuk menyelesaikan kasus VRP yang mulai beragam dan lebih up to date seperti yang dilakukan oleh Hemsch dan Irnich (2008) atau mengembangkan metode baru untuk mencari solusi yang lebih baik seperti Baldacci et al. (2008). Hemsch dan Irnich (2008) menyebutkan bahwa kasus distribusi pada dunia nyata memiliki kendala baru berupa Inter-tour constraints. Inter-tour constraints adalah kendala yang melihat bahwa terdapat banyak sifat dalam distribusi yang mempengaruhi solusi yang dihasilkan, seperti proses sorting pada depot, lama maksimum rute, dan terbatasnya kapasitas untuk memproses barang yang datang. Hemsch dan Irnich menggunakan local-search algorithms dalam menyelesaikan kasus tersebut. Sedangkan Baldacci et al. (2008) mengembangkan metode heuristik dalam menyelesaikan varian kasus Heterogeneous Fleet VRP (HFVRP). Tujuan dari penelitian Baldacci et al. adalah membandingkan hasil komputasi dan performansi algoritma heuristik miliknya dengan penelitian terdahulu.

## **II.6 Lingo 16.0**

LINGO adalah software yang dirancang untuk efisien membangun dan memecahkan linear, nonlinear, dan integer model optimasi. LINGO 16.0 mencakup beberapa fitur baru, termasuk:

- Sebuah solver global baru untuk memastikan bahwa solusi yang ditemukan adalah optimum global
- Multistart kemampuan untuk memecahkan masalah lebih cepat
- Pengakuan Kuadratik dan pemecah untuk mengidentifikasi pemrograman kuadratik (QP)
- Sebuah solver integer ditingkatkan untuk meningkatkan kinerja dalam menyelesaikan berbagai jenis masalah
- Kemampuan untuk mengubah fungsi Linierisasi nonsmooth umum untuk serangkaian linier fungsi
- Layak dan perangkat analisis terbatas untuk membantu mengidentifikasi masalah definisi model
- Sebuah fitur dekomposisi untuk mengidentifikasi apakah model berisi submodels independen

## **II.7 Kajian Ekonomi**

Kajian ekonomis yang direncanakan pada penelitian kali ini adalah kelayakan investasi yang dilakukan benar dapat memberikan hasil yang menguntungkan atau tidak. Beberapa teknik yang dipakai pada kajian ekonomi kali ini untuk membandingkan alternatif investasi adalah *Net Present Value (NPV)*, *Internal Rate Return (IRR)* dan untuk mengetahui periode pengembalian suatu investasi menggunakan *Payback Periods (PP)*.

### **II.7.1 Net Present Value**

NPV umum digunakan untuk menghitung laba dari investasi, apakah investasi yang dilakukan memberikan keuntungan atau tidak. Pada metode ini semua aliran kas dikonversikan menjadi nilai sekarang (P) dan dijumlahkan sehingga P yang diperoleh mencerminkan nilai netto dari keseluruhan aliran kas yang terjadi selama periode perencanaan. NPV dapat dirumuskan dengan:

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{A_t}{(1+i)^t}$$

Dimana

$A_t$  = aliran kas pada akhir periode  $t$

$i$  = tingkat bunga

$t$  = tahun

$n$  = umur proyek

Apabila nilai NPV lebih dari 0, investasi dapat dikatakan menguntungkan. Jika nilai NPV sama dengan 0, hal tersebut dapat dikatakan investasi dapat dikembalikan persis sama besar. Terakhir jika nilai NPV lebih kecil dari 0, maka proyek dikatakan tidak bisa.

### II.7.2 Internal Rate of Return

*Internal Rate of Return* dipakai untuk menghitung tingkat bunga pada saat nilai NPV sama dengan 0. IRR berguna untuk mengetahui pada tingkat bunga beberapa investasi tetap memberikan keuntungan. IRR dapat ditentukan dengan rumus:

$$NPV = \sum_{t=0}^N F_t(1+i)^{-t} = 0$$

Dimana:

$F_t$  = aliran kas pada periode  $t$

$N$  = umur proyek

$i$  = nilai ROR investasi

### II.7.3 Payback Periods (PP)

Payback period adalah jangka waktu yang diperlukan untuk mengembalikan semua biaya yang telah dikeluarkan dalam

investasi suatu proyek. Payback periods dapat ditentukan dengan model formula:

$$0 = -P + \sum_{t=1}^{N'} A_t(P/F, i\%, t)$$

Dimana

$A_t$  = aliran kas pada akhir periode  $t$

$N'$  = periode pengembalian yang akan dihitung

## **BAB III**

### **METODOLOGI PENELITIAN**

Metode penelitian yang dipakai pada skripsi ini meliputi semua kegiatan yang dilaksanakan untuk memecahkan masalah atau melakukan proses analisa untuk permasalahan skripsi.

#### **III.1 Perumusan Masalah**

Tahapan pertama adalah mengidentifikasi dan merumuskan permasalahan yang ada. Pada skripsi ini permasalahan yang diambil yaitu bagaimanakah memperkirakan rancangan rantai suplai LNG dari onshore terminal Saumlaki menuju ke pembangkit di Indonesia bagian Timur, dan nantinya apakah rancangan pola rantai suplai LNG dari hasil simulasi mampu mengetahui pola distribusi manakah yang terpilih dengan pertimbangan - pertimbangan yang ada.

#### **III.2 Studi Literatur**

Studi literatur merupakan tahap pembelajaran mengenai teori-teori dasar yang akan dibahas pada penulisan skripsi ini meliputi teori mengenai LNG secara umum, LNG supply chain, distribusi LNG, dan simulasi .Studi literatur didapatkan dari pencarian pada sumber referensi yang dapat berupa buku, paper, journal, modul ajar, dan lain-lain yang mendukung bahasan skripsi ini.

#### **III.3 Pengumpulan Data**

Pengumpulan data dilakukan untuk mendapatkan informasi tentang kapasitas dari BLOK Masela dan onshore terminal Saumlaki, data dari LNG carrier (kapasitas, tipe, dll), data kebutuhan LNG untuk memenuhi kebutuhan pembangkit serta data estimasi biaya kontrak penjualan LNG di beberapa sektor rantai suplai LNG. Data yang melalui sumber terkait dan literatur yang didapatkan tersebut kemudian disimulasikan desain dari distribusi LNG dan dianalisa keekonomiannya.

### **III.4 Desain Skenario Distribusi**

Sebelum melakukan simulasi perlu ditetapkan pola dari desain distribusi tersebut. Pertama LNG yang berasal dari BLOK Masela akan disimpan di onshore terminal Saumlaki kemudian didistribusikan dengan menggunakan kapal LNG carrier menuju ke pembangkit di Indonesia bagian Timur. Pada skripsi ini ada 3 pola / skenario yang akan digunakan yaitu dari onshore terminal menuju 1 pulau / *cluster* kemudian kembali ke terminal, dari onshore terminal menuju tiap – tiap pulau tanpa harus kembali ke terminal, dan kombinasi dari kedua pola diatas.

### **III.5 Pemodelan Desain Distribusi**

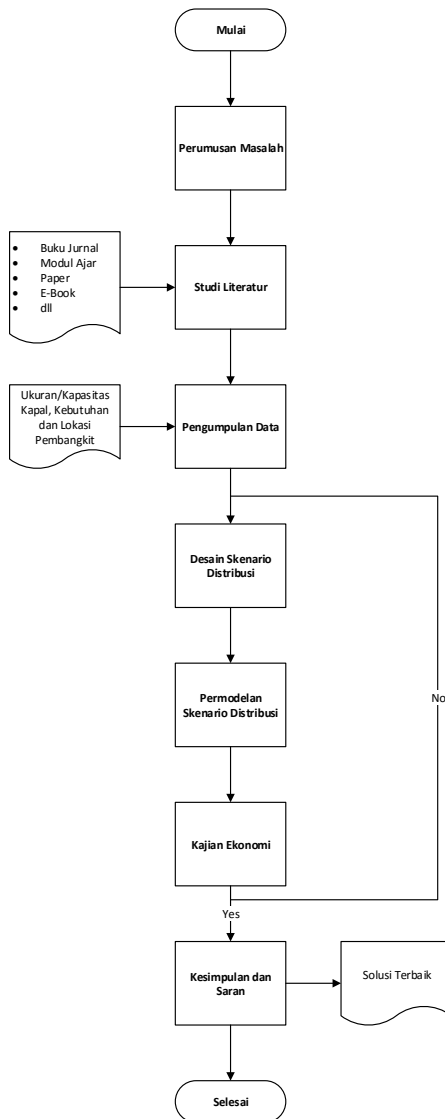
Setelah mengetahui pola desain distribusi tersebut lalu pola tersebut di modelkan. Pada tahap ini metode *Linear Programming* digunakan, dan dibantu dengan aplikasi LINGO 16.0 yang dimana membantu menyelesaikan masalah VRP (*Vehicle Routing Problem*), yang dimana hasil dari tahap ini merupakan rute yang terbaik dan pilihan kapal yang terbaik.

### **III.6 Kajian Ekonomi**

Dilakukan analisa ekonomi untuk mengetahui apakah pemodelan dari desain distribusi yang terpilih sudah bernilai baik, dalam hubungannya dengan cost function meliputi fixed cost dan variabel cost masing - masing komponen rantai suplai LNG.

### **III.7 Kesimpulan dan Saran**

Langkah terakhir adalah membuat kesimpulan dari keseluruhan proses yang telah dilakukan sebelumnya, yang menjadi pokok permasalahan. Setelah kesimpulan didapatkan maka saran dapat diberikan berdasarkan hasil analisa untuk dijadikan dasar pada penelitian selanjutnya baik yang berhubungan secara langsung ataupun tidak.



Gambar 3. 1 Alur Metodologi Penelitian

*“Halaman ini sengaja dikosongkan...”*



## **BAB IV**

### **ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN**

Bab ini menjelaskan tentang analisa yang dilakukan terhadap data – data yang sudah didapatkan. Adapun untuk tahapan – tahapan ini dalam analisa ini antara lain:

#### **IV.1 Analisa Data Kebutuhan Listrik di Indonesia Timur**

Data kebutuhan daya listrik di Indonesia berdasarkan masing – masing wilayah operasional atau usaha dari PLN diperoleh dari RUPTL 2015 – 2024. Data kebutuhan daya listrik yang diambil adalah data kebutuhan daya listrik pada September 2014. Dimana pada kasus ini hanya memakai 4 wilayah di Indonesia Timur yaitu NTB, NTT, Maluku, dan Papua. Pada pengumpulan data kebutuhan listrik di Indonesia, total daya listrik yang diperoleh adalah total daya listrik yang dihasilkan dari tiap – tiap pembangkit listrik berbahan bakar minyak (HSD – MFO) dan gas alam.

Dikarenakan 1 pembangkit akan dilayani oleh satu terminal, maka diusahakan terminal penerima dibangun sedekat mungkin dengan pembangkit dan agar mempermudah proses unloading kapal dengan penerima, pembangkit yang akan dipakai yang terdekat dengan laut. Dan jika ada pembangkit yang berdekatan akan dibuat satu terminal saja. Berikut merupakan data kapasitas pembangkit di Indonesia Timur:

##### **IV.1.1 Pembangkit Listrik di NTB**

Tabel 4. 1 Data Kapasitas Pembangkit di NTB

<b>Nusa Tenggara Barat</b>			
No	Pembangkit Listrik	Daya (MW)	LNG (mmscfd)
1	Sistem Lombok	190.1	38.02

### Nusa Tenggara Barat

No	Pembangkit Listrik	Daya (MW)	LNG (mmscfd)
2	Sistem Sumbawa	39.49	7.898
3	Sistem Bima	43.82	8.764



Gambar 4. 1 Letak Pembangkit di NTB

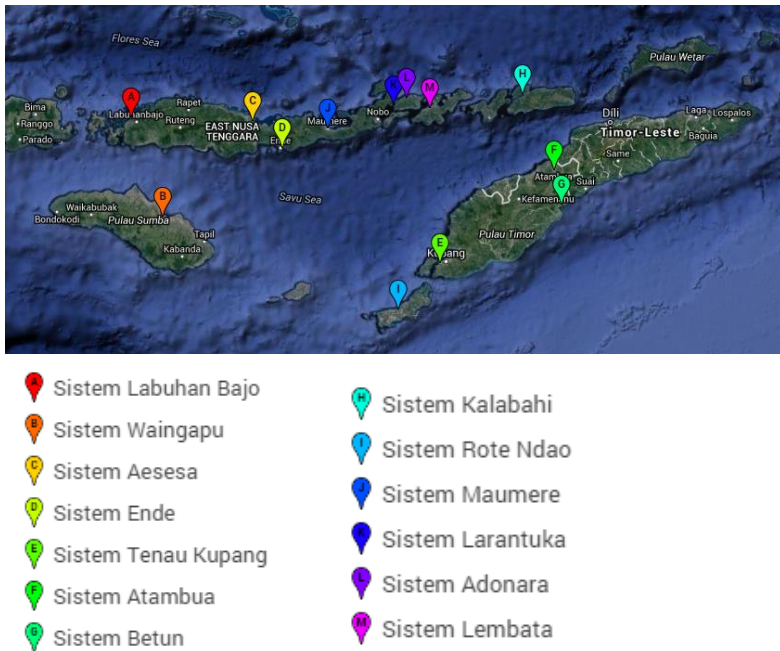
Di provinsi NTB, letak pembangkit berada di Pulau Lombok, dan Pulau Sumbawa dimana pada Pulau Lombok terdapat 1 pembangkit dengan daya sebesar 190.1 MW, dan di Pulau Sumbawa terdapat 2 pembangkit dengan daya sebesar 39.49 MW dan 43.82 MW. Daya pembangkit pada provinsi NTB ini yang terbesar merupakan dari Pulau Lombok, sedangkan di 2 pembangkit lainnya hanya  $\frac{1}{4}$  dari pembangkit di Pulau Lombok.

Jadi total daya pembangkit keseluruhan dari Provinsi NTB ini adalah sebesar 273,4 MW atau setara dengan 54,68 mmscfd.

#### IV.1.2 Pembangkit Listrik di NTT

Tabel 4. 2 Data Kapasitas Pembangkit di NTT

Nusa Tenggara Timur			
No	Pembangkit Listrik	Daya (MW)	LNG (mmscfd)
1	Sistem Kupang	64.5	12.9
2	Sistem Seba, Oesao	1.5	0.3
3	Sistem Soe	5.6	1.12
4	Sistem Kefamananu	5.4	1.08
5	Sistem Atambua	7.3	1.46
6	Sistem Betun	2.4	0.48
7	Sistem Kalabahi	5.3	1.06
8	Sistem Rote Ndao	3.2	0.64
9	Sistem Ende	14.9	2.98
10	Sistem Wolowaru	1.5	0.3
11	Sistem Aesesa	3.0	0.6
12	Sistem Bajawa	6.2	1.24
13	Sistem Ruteng	11.0	2.2
14	Sistem Labuhan Bajo	3.9	0.78
15	Sistem Maumere	11.0	2.2
16	Sistem Larantuka	5.2	1.04
17	Sistem Adonara	3.3	0.66
18	Sistem Lembata	2.4	0.48
19	Sistem Waingapu	6.1	1.22
20	Sistem Waikabubak-waitabula	7.9	1.58



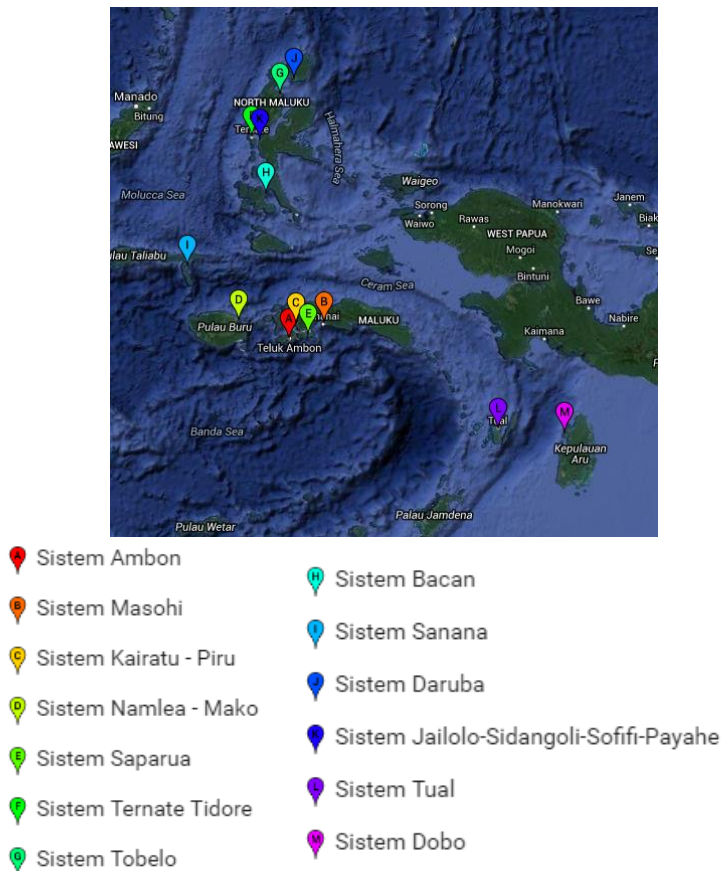
Gambar 4. 2 Letak Pembangkit di NTT

Di provinsi NTT terdapat 20 pembangkit yang tersebar di berbagai pulau antara lain Pulau Flores (8 Pembangkit), Pulau Sumba (2 Pembangkit), Pulau Lembata (1 Pembangkit), Pulau Alor (1 Pembangkit), Pulau Timor (6 Pembangkit), Pulau Rote (1 Pembangkit), dan 1 pembangkit di wilayah Adonara. Beberapa letak pembangkit tidak berdekatan dengan laut, oleh karena itu akan digabungkan menjadi 1 dengan pembangkit terdekat yang letaknya berdekatan dengan laut, jadi total terminal penerimanya sebesar 13 terminal. Daya terbesar untuk pembangkit listrik di NTT yaitu pembangkit listrik yang berada di Kupang sebesar 64.5 MW, dan daya pembangkit – pembangkit lain tersebar secara merata. Total daya pembangkit listrik di NTB sebesar 171,6 MW atau setara dengan 34,3 mmscfd.

### IV.1.3 Pembangkit Listrik di Maluku

Tabel 4. 3 Data Kapasitas Pembangkit di Maluku Utara dan Maluku Selatan

<b>Maluku Utara dan Maluku Selatan</b>			
No	Pembangkit Listrik	Daya (MW)	LNG (mmscfd)
1	Sistem Ambon	51.4	10.28
2	Sistem Masohi	6.4	1.28
3	Sistem Kairatu - Piru	6.0	1.2
4	Sistem Namlea - Mako	6.3	1.26
5	Sistem Saparua	1.7	0.34
6	Sistem Tual	7.8	1.56
7	Sistem Dobo	2.9	0.58
8	Sistem Ternate - Tidore	32.6	6.52
9	Sistem Tobelo	8.8	1.76
10	Sistem Jailolo-Sidangoli-Sofifi-Payahe	10.1	2.02
11	Sistem Bacan	3.8	0.76
12	Sistem Sanana	3.2	0.64
13	Sistem Daruba	3.5	0.7



Gambar 4. 3 Letak Pembangkit di Maluku Utara dan Maluku Selatan

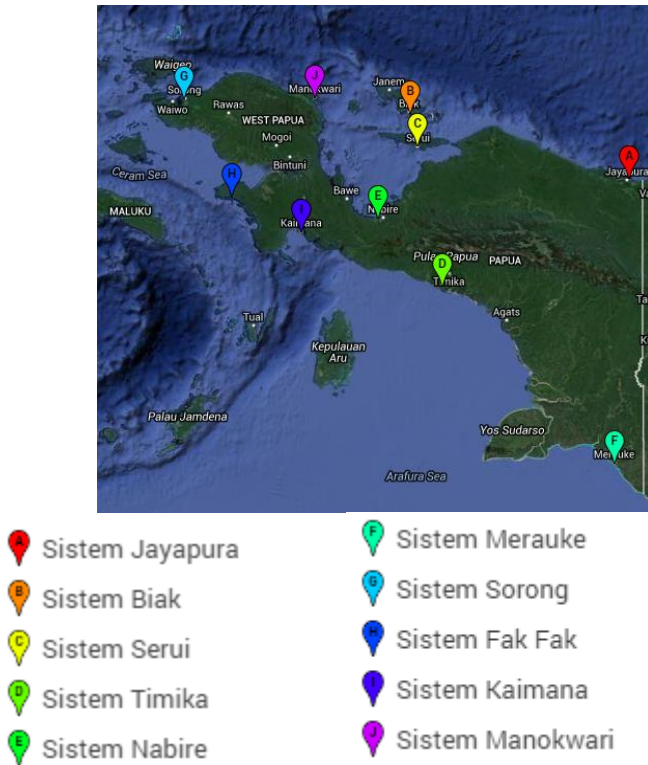
Di provinsi Maluku Utara terdapat 6 pembangkit yang dimana tersebar di berbagai pulau antara lain Pulau Halmahera (2 Pembangkit), Pulau Morotai (1 Pembangkit), Pulau Ternate – Tidore (1 Pembangkit), Pulau Bacan (1 Pembangkit), dan Pulau Sulabes (1 Pembangkit). Sedangkan untuk provinsi Maluku Selatan terdapat 7 pembangkit yang tersebar di berbagai pulau antara lain Pulau Buru (1 Pembangkit), Pulau Seram (2

Pembangkit), Pulau Ambon (1 Pembangkit), Pulau Saparua (1 Pembangkit), Pulau Kai Ketjil (1 pembangkit), dan Kepulauan Aru (1 Pembangkit). Daya pembangkit listrik terbesar di Maluku Selatan berada di Ambon yaitu 51,4 MW sedangkan untuk Maluku Utara terdapat di Ternate – Tidore dengan daya sebesar 32,6 MW. Total daya pembangkit di Maluku Utara dan Maluku Selatan sebesar 144,5 MW atau setara dengan 28,9 mmscfd.

#### IV.1.4 Pembangkit Listrik di Papua

Tabel 4. 4 Data Kapasitas Pembangkit di Papua

<b>Papua</b>			
No	Pembangkit Listrik	Daya (MW)	LNG (mmscfd)
1	Jayapura	69.0	13.8
2	Genyem	3.0	0.6
3	Wamena	5.0	1
4	Timika	22.0	4.4
5	Biak	11.0	2.2
6	Serui	7.0	1.4
7	Merauke	16.0	3.2
8	Nabire	13.0	2.6
10	Sorong	43.0	8.6
11	Fak Fak	6.0	1.2
12	Teminabuan	2.0	0.4
13	Kaimana	3.0	0.6
14	Manokwari	16.0	3.2
15	Bintuni	2.0	0.4



Gambar 4. 4 Letak Pembangkit di Papua

Di Provinsi Papua terdapat 8 pembangkit listrik, 6 pembangkit di Pulau Papua, 1 pembangkit di Pulau Biak, dan 1 pembangkit di Pulau Japen. Sedangkan untuk Papua Barat terdapat 6 pembangkit listrik. Daya pembangkit listrik terbesar di Papua dan Papua Barat berada di Jayapura sebesar 69 MW, sedangkan untuk pembangkit – pembangkit lainnya tersebar merata. Total kelseluruhan daya dari pembangkit listrik di Papua dan Papua Barat adalah sebesar 218.0 MW atau sebesar 43.6 mmscfd.



Dari data – data diatas bisa disimpulkan kebutuhan pembangkit – pembangkit di Indonesia Timur sebesar:

Tabel 4. 5 Data Kapasitas Pembangkit Keseluruhan di Indonesia Timur

PROVINSI	Daya (MW)
Maluku Utara dan Maluku Selatan	144,5
Papua dan Papua Barat	218,0
Nusa Tenggara Barat	273,4
Nusa Tenggara Timur	171,6
<b>TOTAL KESELURUHAN</b>	<b>807.50</b>

Setelah mendapatkan kebutuhan / *demand*, kemudian akan dikonversikan menjadi satuan LNG yaitu mmscfd. Data yang dipakai yaitu data Daya Mampu dari pembangkit tersebut dikarenakan daya mampu merupakan daya yang mampu dikeluarkan oleh tiap pembangkit, walaupun kapasitas dari tiap pembangkit besar belum tentu daya yang dikeluarkan sama dengan daya pada kapasitas yang terpasang. Berikut konversi daya mampu (MW) ke mmscfd:

$$807.5 \text{ MW} \times 0.2 = 161.5 \text{ MMSCFD}$$

Dimana:

- 100 MMSCFD setara 500 MW

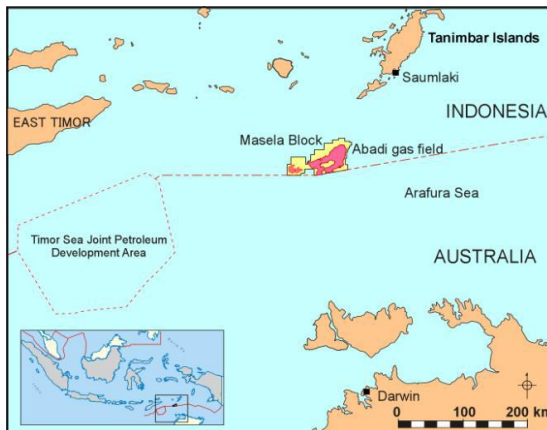
#### IV.2 Analisa Data Kapasitas Produksi LNG

Pada distribusi kali ini ada 1 kilang LNG yang digunakan sebagai sumber yang akan dianalisa yaitu BLOK Masela. BLOK Masela merupakan proyek dari Abadi LNG Project yang dikerjakan oleh perusahaan Jepang yaitu INPEX dan SKK Migas yang berada di Masela. BLOK Masela diperkirakan dapat menghasilkan 7.5 juta ton per tahun dimana yang awalnya hanya

2.5 juta ton per tahun. Untuk kisaran harga pasar domestik diperkirakan sebesar 13 – 15 US\$/MMBTU.

Tabel 4. 6 Data Kapasitas Kilang LNG di Masela

No.	Kilang LNG	Kapasitas	Unit
1	Masela	7.5	MTPA



Gambar 4. 5 Peta Lokasi dari Blok Masela

Dengan kebutuhan / *demand* dari pembangkit sebesar 161,5 mmscfd, *supply* dari Masela menuju pembangkit – pembangkit lebih dari cukup dikarenakan kapasitas dari BLOK Masela sebesar 7,5 MTPA atau setara dengan 1050 mmscfd, jadi lebih dari cukup.

Setelah Lokasi tiap pembangkit dan lokasi kilang LNG diketahui, maka jarak antara kilang dan pembangkit maupun jarak antar pembangkit dapat dengan mudah diketahui. Jarak masing – masing pembangkit dengan onshore storage Saumlaki adalah:

Tabel 4. 7 Jarak Pembangkit di NTB dengan Onshore Terminal Saumlaki

<b>NTB</b>		
<b>Pembangkit</b>	<b>Kilometer</b>	<b>Nautical Miles</b>
Sistem Lombok	1765	980.56
Sistem Sumbawa	1600	888.89
Sistem Bima	1436	797.78

Tabel 4. 8 Jarak Pembangkit di NTT dengan Onshore Terminal Saumlaki

<b>NTT</b>		
<b>Pembangkit</b>	<b>Kilometer</b>	<b>Nautical Miles</b>
Sistem Labuhan Bajo & Ruteng	1309	727.22
Sistem Waingapu & Wakabubak	1243	690.56
Sistem Asesa & Bajawa	1143	635.00
Sistem Ende & Wolowaru	1074	596.67
Sistem Maumere	1049	582.78
Sistem Larantuka	942	523.33
Sistem Adonara	922	512.22
Sistem Lembata	917	509.44
Sistem Kalabahi	812	451.11

<b>NTT</b>		
<b>Pembangkit</b>	<b>Kilometer</b>	<b>Nautical Miles</b>
Sistem Rote Ndao	966	536.67
Sistem Tenau Kupang, Seba, Oesao, & Soe	967	537.22
Sistem Betun & Kefamenanu	735	408.33
Sistem Atambua	763	423.89

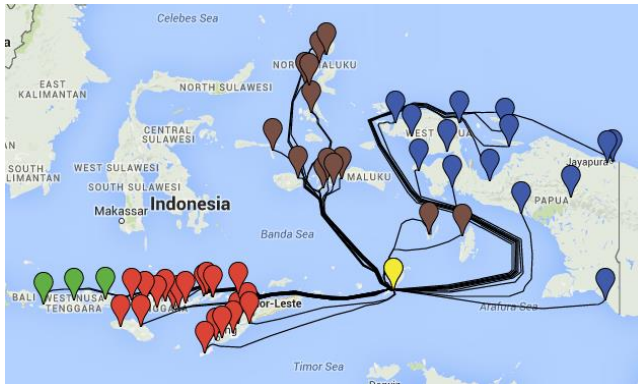
Tabel 4. 9 Jarak Pembangkit di Maluku dengan Onshore Terminal Saumlaki

<b>Maluku</b>		
<b>Pembangkit</b>	<b>Kilometer</b>	<b>Nautical Miles</b>
Sistem Daruba	1465	813.89
Sistem Tobelo	1483	823.89
Sistem Ternate - Tidore	1184	657.78
Sistem Jailolo, Sidangoli, Sofifi, & Payahe	1245	691.67
Sistem Bacan	1101	611.67
Sistem Sanana	923	512.78
Sistem Namlea & Mako	740	411.11
Sistem Ambon	639	355.00

<b>Maluku</b>		
<b>Pembangkit</b>	<b>Kilometer</b>	<b>Nautical Miles</b>
Sistem Kairatu & Piru	676	375.56
Sistem Saparua	655	363.89
Sistem Masohi	710	394.44
Sistem Tual	554	307.78
Sistem Dobo	565	313.89

Tabel 4. 10 Jarak Pembangkit di Papua dengan Onshore Terminal Saumlaki

<b>Papua</b>		
<b>Pembangkit</b>	<b>Kilometer</b>	<b>Nautical Miles</b>
Sistem Jayapura & Geyem	2944	1635.56
Sistem Biak	2406	1336.67
Sistem Serui	2474	1374.44
Sistem Nabire	2495	1386.11
Sistem Manokwari	2181	1211.67
Sistem Sorong & Teminabuan	1771	983.89
Sistem Fak Fak	1440	800.00
Sistem Kaimana	1247	692.78
Sistem Timika & Wamena	1020	566.67



Gambar 4. 6 Jarak dari Saumlaki Menuju Pembangkit -  
Pembangkit

#### IV.3 Perencanaan LNG *Storage* di Saumlaki

Pada perencanaan pola distribusi LNG untuk penelitian kali ini ditetapkan daerah yang menjadi tempat untuk penyimpanan dari LNG tersebut sebelum didistribusikan menuju pembangkit berada di Saumlaki. Setelah dari *storage* ini kemudian LNG didistribusikan ke pembangkit – pembangkit di tiap – tiap daerah di Indonesia Timur.

Pada perhitungan *storage* di Saumlaki banyak aspek yang harus diperhitungkan seperti lama kapal berlayar, *round trip per day kapal*, dsb. Aspek ini akan mempengaruhi besar tangka yang akan dipakai di Saumlaki. Pada kali ini demand dari seluruh pembangkit di Indonesia Timur sebesar 161,5 mmscfd dan supply dari Masela dianggap mencukupi dari demand. Jadi kapal pengangkut LNG dari Masela menuju Saumlaki harus lebih besar atau sama dengan demand dari pembangkit di Indonesia Timur. Pertama – tama sebelum menghitung berapa kapasitas dari *storage* tersebut, perhitungan rute dan kapal harus diketahui. Berikut perhitungan rute dan kapal yang digunakan,

Tabel 4. 11 Perhitungan Rute dan Kapal Menuju Saumlaki

MASELA - SAUMLAKI		
Ship that used	Coral Methane	
Distance	300	km
	166.6666667	nm
Demand	161.5	mmscfd
	7372.826	m <sup>3</sup> /day
Duration at sea / round trip	10.4167	hours
Total Duration / round trip	53.4167	hours
	2.2	days
Demand / year	2691081.522	m <sup>3</sup> /year
Number of Voyage / year	359	times
Total Round Trip / year	799.0243056	days

Kapal yang digunakan kali ini adalah kapal dengan ukuran 7500 m<sup>3</sup>. Maka storage di Saumlaki diperkirakan dapat menampung LNG dengan kapasitas sebesar 7500 m<sup>3</sup> ditambah dengan *safety stock* dimana *safety stock* kali ini sebesar 30 hari, oleh karena itu total kapasitas *storage tank* harus melebihi dari 225000 m<sup>3</sup>. Dengan hasil diatas maka tanki yang akan digunakan pada *storage* kali ini adalah tangki LNG dengan tipe *spherical* dan dapat menampung LNG > 1000 m<sup>3</sup>.



Gambar 4. 7 *Spherical LNG Tank*  
(Sumber : <http://www.tfwarren.com/>)

#### IV.4 Identifikasi Kapal LNG

Pada penelitian distribusi LNG dari kilang ke terminal penerima direncanakan menggunakan kapal LNG dengan ukuran relatif kecil (*mini LNG carrier*) dengan ukuran dari 10,000 m<sup>3</sup> sampai 23,000 m<sup>3</sup>. *Mini LNG carrier* sangat cocok digunakan untuk distribusi LNG di kepulauan Indonesia, karena jumlah *node* banyak dengan jarak yang tidak terlalu jauh dan permintaan masing masing *node* relatif kecil. Mengacu pada Putu (2011), 5 kapal LNG yang dijadikan sebagai kapal pembanding antara lain:

1. Shinju Maru (2500 m<sup>3</sup>)
2. Coral Methane (7500 m<sup>3</sup>)
3. Norgas (10.000 m<sup>3</sup>)
4. Surya Aki (19.500 m<sup>3</sup>)
5. Surya Satsuma (23.000 m<sup>3</sup>)

Dari kelima kapal diatas didapatkan data yang dibutuhkan dalam perhitungan biaya transportasi dan proses optimasi. Data yang diperoleh, antara lain:

1. Kapasitas tangki muatan kapal

Kapasitas tangki kapal berpengaruh terhadap banyaknya *node* yang akan dilayani. Semakin besar kapasitas tangki kapal, maka dalam sekali angkut dapat membawa LNG dalam jumlah yang lebih banyak. Akan tetapi semakin



besar tangki muatan kapal, berdampak pula padabesarnya ukuran kapal dan mahalnnya harga sewa kapal.

## 2. Kecepatan kapal

Pada jarak yang sama, kapal dengan kecepatan lebih tinggi akan memerlukan waktu lebih sedikit untuk sampai tujuan. Dengan demikian waktu *round trip* kapal akan semakin sedikit dan berdampak pada ukuran terminal penerima lebih kecil serta waktu operasional kapal menjadi lebih sedikit.

## 3. Kapasitas pompa

Pada proses *unloading*, LNG dialirkan dari kapal ke terminal penerima dengan menggunakan pompa. Kapasitas pompa menentukan lamanya waktu *unloading* LNG dari kapal ke terminal penerima. Sehingga nantinya juga akan mempengaruhi waktu *round trip* kapal.

## 4. Konsumsi bahan bakar per hari

Dalam perhitungan biaya pelayaran, bahan bakar merupakan komponen penting. Berbeda dengan kapal LNG yang berukuran besar dimana mesin penggerak utamanya kebanyakan menggunakan *steam turbine* atau *gas turbine*, pada *mini LNG carrier*, mesin penggerak utama masih menggunakan mesin diesel. Oleh karena itu, bahan bakar pada *mini LNG carrier* masih menggunakan MDO ataupun HFO.

## 5. Harga sewa kapal

Kapal merupakan asset dengan nilai yang cukup besar. Pada permasalahan distribusi dengan menggunakan kapal, kapal dapat diperoleh dengan membuat baru atau menyewa kapal yang sudah ada. Harga sewa kapal tentu juga termasuk dalam perhitungan biaya transportasi.

Tentu kelima data penunjang kapal diatas tidak berdiri sendiri karena saling berhubungan dengan data pembangkit dan data kilang. Sehingga muncul variabel turunan yang berguna untuk menghitung biaya transportasi.

Tabel 4. 12 Tabel Identifikasi Jenis Kapal LNG

No	Nama Kapal	Flag	Cargo Tank	Speed (knot)	Kecepatan Pompa (m3/hour)
1	SHINJU MARU CORAL	JAPANESE	2,500	15	370
2	METHANE	POLANDIA	7,500	16	450
3	NORGAS	NORWEGIAN	10,000	17	480
4	SURYA AKI SURYA	BAHAMIAN	19,500	19	750
5	SATSUMA	JAPANESE	23,000	17	850

Tabel 4. 13 Tabel Konsumsi Bahan Bakar

No	Nama Kapal	Main Engine Power (KW)	GRT (Gross Register Tonnage)	Main Engine MFO (ton/day)	Main Engine MDO (ton/day)
1	SHINJU MARU CORAL	1,912	3,449	7.8	0.65
2	METHANE	5,000	3,617	8.0	0.80
3	NORGAS	7,200	3,239	10.0	0.87
4	SURYA AKI SURYA	8,825	3,617	15.5	0
5	SATSUMA	7,796	3,385	19.7	0

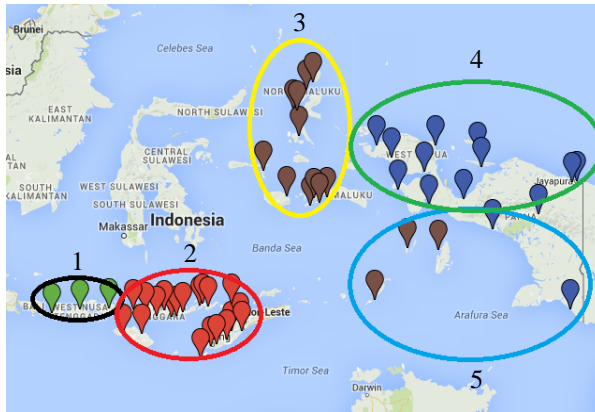
Tabel 4. 14 Tabel *Ship Charter Rate*

No	Nama Kapal	Ship Charter Rate (US\$/day)
1	SHINJU MARU CORAL	6000
2	METHANE	9500
3	NORGAS	10000
4	SURYA AKI SURYA	21000
5	SATSUMA	25000

#### IV.5 Pengelompokan / Clustering

*Clustering* adalah metode penganalisaan data, yang sering dimasukkan sebagai salah satu metode *Data Mining*, yang tujuannya adalah untuk mengelompokkan data dengan karakteristik yang sama ke suatu ‘wilayah’ yang sama dan data dengan karakteristik yang berbeda ke ‘wilayah’ yang lain. Pada penelitian ini dikarenakan begitu banyaknya wilayah yang harus dikaji maka digunakan *clustering* agar mempermudah perhitungan.

Jadi pembangkit – pembangkit akan dikelompokkan menjadi 5 *clustering* dimana penentuan *clustering* ini secara kualitatif, dimana pertimbangan *clustering* adalah jarak dan letak geografis, antara jarak sesama pembangkit maupun antara pembangkit dan *supply*.



Gambar 4. 8 *Clustering* Pembangkit di Indonesia Timur

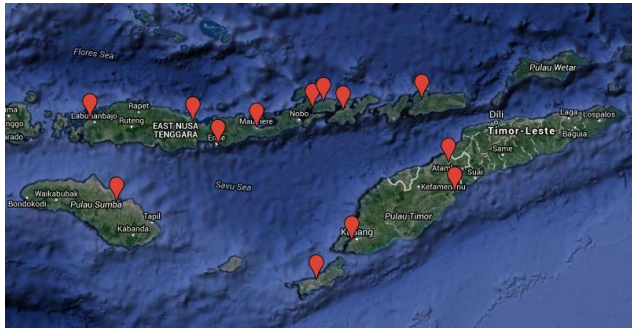
*Cluster* pertama adalah seluruh pembangkit yang berada di provinsi NTB dimana terdapat 3 pembangkit listrik yang berada di Lombok, Sumbawa, dan Bima dengan total daya pembangkit pada *cluster* ini sebesar 273,4 MW atau setara dengan 54,68 mmscfd.



Gambar 4. 9 Cluster 1

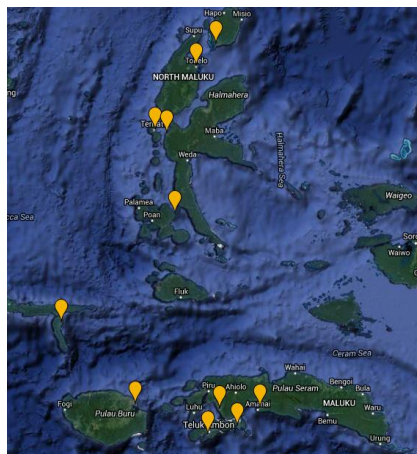
*Cluster* kedua adalah seluruh pembangkit yang berada di provinsi NTT yang berjumlah 20 pembangkit yang tersebar di

beberapa pulau di NTT dengan total daya pembangkit pada *cluster* ini sebesar 171,6 MW atau setara dengan 34,3 mmscfd.



Gambar 4. 10 Cluster 2

*Cluster* ketiga adalah pembangkit yang berada di Maluku Utara dan ditambah 5 pembangkit yang berada di Maluku Selatan. Dikarenakan posisi 3 pembangkit yang berada di Maluku Selatan terlalu jauh jaraknya oleh karena itu dipisah *clusternya*. Jumlah pembangkit pada *cluster* ini sebesar 11 pembangkit dengan daya total sebesar 127.4 MW atau setara dengan 25,48 mmscfd.



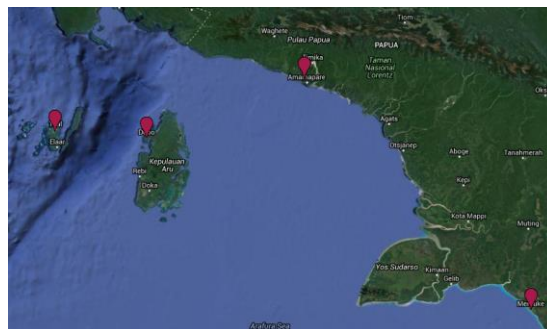
Gambar 4. 11 Cluster 3

*Cluster* keempat adalah pembangkit yang berada di Papua Barat dengan tambahan 4 pembangkit yang berada di Papua yaitu Jayapura, Biak, Nabire, dan Serui. Jumlah Pembangkit pada *cluster* ini sebesar 11 pembangkit dengan total daya sebesar 115,5 MW atau setara dengan 23,1 mmscfd.



Gambar 4. 12 Cluster 4

*Cluster* kelima adalah pembangkit yang berjumlah 5 pembangkit antara lain Tual, Dobo, Timika, Merauke, dan Wamena. Dikarenakan pembangkit – pembangkit ini berjauhan dengan yang lain maka pembangkit ini dikelompokkan lagi dengan membuat *cluster* baru. Total daya dari *cluster* ini sebesar 27 MW atau setara dengan 5,4 mmscfd.



Gambar 4. 13 Cluster 5

Berikut merupakan matriks jarak dari tiap – tiap *cluster*:

### 1. *Cluster 1*

Tabel 4. 15 Tabel Matriks Jarak *Cluster 1* (Kilometer)

Kilometer				
	Saumlaki	Lombok	Sumbawa	Bima
Saumlaki		1765	1600	1436
Lombok	1765		210	375
Sumbawa	1600	210		207
Bima	1436	375	207	

### 2. *Cluster 2*

Tabel 4. 16 Tabel Matriks Jarak *Cluster 2* (Kilometer)

Kilometer													
	Saumlaki	Labuhan Bajo	Wangapu	Aesesa	Ende	Maumere	Larantuka	Adonara	Lembata	Kalabahi	Rote Ndao	Tenuu Kunung	Betun
Saumlaki		1309	1243	1143	1074	1049	942	922	917	812	966	967	735
Labuhan Bajo	1309		258	217	378	329	422	417	456	578	562	597	826
Wangapu	1243	258		458	185	565	654	655	700	815	344	380	605
Aesesa	1143	217	458		569	144	261	254	297	416	746	780	1011
Ende	1074	378	185	569		832	717	695	685	577	258	255	508
Maumere	1049	329	565	144	832		174	167	208	323	801	731	940
Larantuka	942	422	654	261	717	174		25.2	67	198	664	568	828
Adonara	922	417	655	254	695	167	25.2		48.2	168	625	551	808
Lembata	917	456	700	297	685	208	67	48.2		162	625	551	788
Kalabahi	812	578	815	416	577	323	198	168	162		506	438	685
Rote Ndao	966	562	344	746	258	801	664	625	625	506		118	313
Tenuu Kunung	967	597	380	780	255	731	568	551	551	438	118		331
Betun	735	826	605	1011	508	940	828	808	788	685	313	331	
Atambua	763	727	523	602	378	521	378	356	362	244	335	266	656

### 3. *Cluster 3*

Tabel 4. 17 Tabel Matriks Jarak *Cluster 3* (Kilometer)

Kilometer											
	Saumlaki	Daruba	Tobelo	Ternate Tidore	Jailolo	Bacan	Sanana	Namlea - Mako	Ambon	Kairatu - Piru	Saparua
Saumlaki		1465	1483	1184	1245	1101	923	740	639	676	655
Daruba	1465		49.7	237	250	393	625	708	798	813	852
Tobelo	1483	49.7		271	281	425	647	738	800	808	855
Ternate Tidore	1184	237	271		20.2	150	382	475	594	610	645
Jailolo	1245	250	281	20.2		137	384	480	604	624	658
Bacan	1101	393	425	150	137		334	388	474	494	526
Sanana	923	625	647	382	384	334		201	327	344	379
Namlea - Mako	740	708	738	475	480	388	201		144	163	197
Ambon	639	798	800	594	604	474	327	144		110	86.1
Kairatu - Piru	676	813	808	610	624	494	344	163	110		65.1
Saparua	655	852	855	645	658	526	379	197	86.1	65.1	
Masohi	710	947	927	720	744	604	453	268	159	88.6	78

#### 4. *Cluster 4*

Tabel 4. 18 Tabel Matriks Jarak *Cluster 4* (Kilometer)

Kilometer									
	Saumlaki	Jayapura	Biak	Serui	Nabire	Manok wari	Sorong	Fak fak	Kaimana
Saumlaki		2944	2406	2474	2495	2181	1771	1440	1247
Jayapura	2944		581	574	748	809	1159	1559	1870
Biak	2406	581		202	288	244	611	1004	1316
Serui	2474	574	202		192	280	667	1066	1366
Nabire	2495	748	288	192		320	716	1115	1420
Manok wari	2181	809	244	280	320		381	770	1065
Sorong	1771	1159	611	667	716	381		331	638
Fak fak	1440	1559	1004	1066	1115	770	331		372
Kaimana	1247	1870	1316	1366	1420	1065	638	372	

#### 5. *Cluster 5*

Tabel 4. 19 Tabel Matriks Jarak *Cluster 5* (Kilometer)

Kilometer					
	Saumlaki	Tual	Dobo	Timika	Merauke
Saumlaki		554	565	1020	1027
Tual	554		210	485	978
Dobo	565	210		352	936
Timika	1020	485	352		795
Merauke	1027	978	936	795	

### IV.6 Menentukan Biaya Transportasi

Variabel ekonomi untuk menghitung biaya transportasi merupakan turunan dari data utama yang telah diperoleh sebelumnya. Sebagai contoh untuk menghitung biaya pelayaran, yang harus diketahui adalah waktu berlayar kapal bolak-balik (*round trip*), kebutuhan bahan bakar, dan harga bahan bakar. Waktu *round trip* diperoleh dari jarak antar terminal penerima atau jarak antara terminal penerima dengan kilang LNG, kecepatan kapal, serta waktu *unloading* kapal. Sehingga dari penjelasan diatas dapat diketahui bahwa biaya pelayaran atau



*voyage cost* merupakan turunan dari sub bab 4.2 pengumpulan data.

Dalam menghitung biaya transportasi mengacu pada Stopford (2009), dimana variabel biaya transportasi adalah biaya modal (*capital cost*), biaya pelayaran (*voyage cost*), biaya operasional (*operational cost*), dan biaya bongkar muat (*cargo handling cost*). Karena pada kajian ini diasumsikan menggunakan kapal sewa, maka biaya modal (*capital cost*) dan biaya operasional (*operational cost*) diwakili oleh biaya sewa kapal (*charter hire*). Sedangkan untuk biaya bongkar muat diabaikan karena bongkar muat kapal LNG menggunakan fasilitas yang ada di terminal penerima dan di kilang LNG.

#### IV.6.1 Voyage Data (Round Trip Day)

Seperti yang dijelaskan sebelumnya bahwa Round Trip Day atau RTD adalah waktu yang diperlukan oleh sebuah kapal untuk melakukan satu kali perjalanan dari kilang LNG menuju terminal penerima. Waktu yang dimaksud dalam RTD tersebut diantaranya adalah *ship time at sea per round trip*, *loading time*, dan *unloading time*. Model matematis dari RTD tersebut adalah

$$RTD_{ijk} = SeaTime_{ijk} + PortTime_{ij} + SlackTime_{ij}$$

Sea Time yang dimaksud disini adalah waktu yang diperlukan untuk menempuh perjalanan sejauh (km) dengan kecepatan (km/jam). Berikut model matematis dari penjelasan diatas

$$SeaTime_{ij}(jam)$$

Port time yang dimaksud disini adalah waktu yang diperlukan dalam proses *loading* dan *unloading* muatan LNG atau bisa dikatakan kecepatan bongkar muat kapal pada saat *loading* di *loading terminal* maupun *unloading* di *receiving terminal* dengan besar muatan kapal sebesar ( $m^3$ ) dan kecepatan pompa bongkar

muat kapal sebesar ( $\text{m}^3/\text{jam}$ ). Berikut model matematis dari penjelasan diatas

$$PortTime_{ij} = 2 \times \frac{M_{jk}}{Q_k} (\text{jam})$$

Sedangkan untuk slack time pada perhitungan kali ini diasumsikan bahwa *slack time* masing-masing port adalah selama 4 jam

#### IV.6.2 Harga Bunker

Besarnya biaya bunker atau bahan bakar dari kapal LNG yang digunakan adalah mengacu kepada harga yang ditentukan oleh perusahaan Pertamina (Aditya, 2010). Adapun besarnya biaya bahan bakar ditentukan oleh konsumsi bahan bakar harian dari masing-masing kapal LNG. Specific Fuel Oil Consumption dari masing-masing kapal LNG diestimasi sesuai Tabel 4.20.

Tabel 4. 20 Tabel Harga Jenis *Bunker*

Harga Bunker (per MT)	Mata Uang	MFO	MDO	HSD
Bendera Indonesia	IDR Rp	5,613,464	7,195,262	8,028,043
	US \$	417.33	534.92	596.84
Bendera Asing	IDR Rp	5,528,970	7,087,950	7,906,230
	US \$	411.05	526.95	587.78

#### IV.6.3 Port Charge

Port charge adalah biaya yang diakibatkan adanya proses bongkar muat pada saat berada di *loading terminal* maupun *receiving terminal*. *Port charge* akan dikenakan masing-masing dua kali, yaitu saat kapal berada di *loading terminal* dan saat kapal berada di *receiving terminal*. Namun pada penelitian kali ini,

perhitungan biaya *port charge* masing-masing terminal dianggap seragam. Port charge pada perhitungan kali ini bergantung kepada kebutuhan dari pembangkit dan daya angkut dari kapal, serta *safety stock* dari terminal penerima. Dengan perhitungan diatas akan terlihat berapa kali kapal berada pada posisi *loading* ataupun *unloading*. (Putu, 2011)

Untuk biaya port charge mengacu pada tarif pelayaran jasa kapal PT. Pelabuhan Indonesia IV tahun 2010 dikarenakan lokasi distribusi yang masuk wilayah PT. Pelabuhan Indonesia IV.

Tabel 4. 21 Tabel Tarif Jasa Pelabuhan

TARIF JASA PELABUHAN		
Jasa Labuh	85.36	Rp/GT
Jasa tambat	92.84	Rp/GT
Jasa Pemanduan		
- tetap	67,265.00	Rp/Kapal
- variabel	20.64	Rp/GT
Jasa Penundaan		
a. 2001 s.d 3500 GT		
- tetap	546,260.00	Rp
- variabel	10.00	Rp/GT
b. 3501 s.d 8000 GT		
- tetap	771,456.00	Rp
- variabel	10.00	Rp/GT
c. 8001 s.d 14000 GT		
- tetap	1,299,100.00	Rp
- variabel	10.00	Rp/GT
d. 18.001 s.d 23.000 GT		
- tetap	2,860,000.00	Rp
- variabel	10.00	Rp/GT

Seperti yang telah dijelaskan diatas bahwa terdapat beberapa hal yang mempengaruhi dalam penentuan *Port Charge* diantaranya *demand*, kapasitas angkut kapal, dan *safety stock*. Model matematis dari beberapa syarat untuk penentuan *Port Charge* diatas adalah

$$Port\ Charge = 2 \times (P_{port} \times M_{ijk} \times Vo_{ijk})$$

*Port Cost* yang dimaksudkan disini adalah biaya yang dibebankan kepada kapal sesuai yang sudah tertera pada tabel 4.17. Sedangkan dengan pemodelan matematis akan dijelaskan mengenai *Voyage*, sebagai berikut

$$Voyage_{ijk} = \frac{Dm_j}{M_{ijk} - Mk_j}$$

*Voyage* yang dimaksud disini adalah banyaknya kapal melakukan trip untuk memenuhi keperluan dengan kapasitas angkut maksimal kapal dikurangi dengan batas aman dari tangki terminal penerima atau disebut juga *safety stock*.

#### IV.7 Pemilihan Rute yang Memungkinkan

Dalam sebuah distribusi, pemilihan rute merupakan suatu yang harus diperhatikan, karena rute yang akan dipilih nantinya akan mempengaruhi biaya dari sebuah distribusi. Pemilihan rute kali ini merupakan gabungan dari banyaknya pembangkit – pembangkit yang ada pada tiap *cluster*. Untuk mengetahui jumlah dari kombinasi rute yang ada kita dapat menghitungnya dengan manual, atau dengan menggunakan rumus sebagai berikut:

$$R = \sum_{r=1}^n \frac{n!}{r! (n-r)!}$$

Atau dapat dihitung dengan menggunakan excel dengan mengetik COMBINA, dan akan otomatis memperlihatkan hasil tersebut.

Pada distribusi kali ini terdapat 5 *cluster*, dimana pada *cluster* pertama terdapat 3 pembangkit, *cluster* kedua terdapat 13 pembangkit, *cluster* ketiga terdapat 11 pembangkit, *cluster* keempat terdapat 8 pembangkit, dan *cluster* kelima terdapat 4 pembangkit. Rute yang memungkinkan pada *cluster* 1 sebanyak 69, kemudian untuk *cluster* 2 sebanyak 40116599 rute, *cluster* 3 sebanyak 2704155 rute, *cluster* 4 sebanyak 48619 rute, dan terakhir *cluster* 5 sebanyak 251 rute. Dari kemungkinan –

kemungkinan rute tersebut akan dilakukan optimasi untuk mengetahui rute manakah yang terbaik pada tiap – tiap *cluster* dan kapal tipe manakah yang sesuai pada rute yang terpilih tersebut.

#### IV.8 Perhitungan Matematis

Untuk merancang model VRP dibutuhkan beberapa tahapan yaitu asumsi variable – variable, identifikasi variable keputusan, perumusan fungsi tujuan dan identifikasi batasan – batasan (*constrain*). Model tersebut dapat digunakan untuk menentukan solusi tujuan yang optimal. Pada penelitian ini, optimasi yang dilakukan adalah meminimumkan total jarak tempuh perjalanan kapal pada pengiriman LNG menuju pembangkit dengan mempertimbangkan kapasitas dari kapal, jumlah permintaan dari pembangkit (*supply*), dan jarak antar pembangkit. Model yang digunakan merupakan model yyang bersifat *Integer Linear Programming* (IP) artinya bentuk *Linear Programming* (LP) dimana variable – variable keputusan yang digunakan harus bernilai integer.

##### IV.8.1 Parameter Input

Dalam model ini parameter – parameter yang sudah diketahui / parameter input sudah diketahui yaitu,

$u_k$  = ukuran kapal ke – k  
 $Fixed\_cost_k$  = cost dari kapal ke – k  
 $v_k$  = kecepatan dari kapal ke – k  
 $d_i$  = demand dari pembangkit i  
 $D_{ij}$  = *distance* / jarak dari pembangkit i ke j  
 $c_{ijk}$  = cost dari pembangkit i menuju j dengan menggunakan kapal ke – k

##### IV.8.2 Identifikasi Variabel Keputusan

Variable keputusan dalam model ini disimbolkan menjadi  $x_{ijk}$  yang menentukan apakah kapal ke- $k$  dari pembangkit  $i$  langsung ke pembangkit  $j$ . Jika kapal ke- $k$  dari pembangkit  $i$  langsung ke

pembangkit  $j$  maka  $x_{ijk}$  bernilai 1, selainnya bernilai 0, dimana  $i, j = 1, \dots, N, i \neq j$  dan  $k \in \{1, \dots, K\}$ .

$$x_{ijk} = \begin{cases} 1, & \text{jika kapal ke } k \text{ dari pembangkit } i \text{ langsung ke pembangkit } j \\ 0, & \text{jika selainnya} \end{cases}$$

Selain  $x_{ijk}$ , terdapat  $z_k$  dan  $y_{ik}$  yang menjadi variable keputusan dalam model ini. Dimana jika kapal ke- $k$  digunakan maka nilainya 1 untuk  $z_k$  dan jika pembangkit  $i$  dilayani oleh kapal ke- $k$  maka  $y_{ik}$  bernilai 1.

$$z_k = \begin{cases} 1, & \text{jika kendaraan ke } k \text{ digunakan} \\ 0, & \text{jika tidak} \end{cases}$$

$$y_{ik} = \begin{cases} 1, & \text{jika pembangkit } i \text{ dilayani oleh kapal ke } k \\ 0, & \text{jika tidak} \end{cases}$$

#### IV.8.3 Perumusan Fungsi Objektif

Tujuan pembuatan model ini adalah meminimalkan total jarak tempuh perjalanan dari kapal pada pengiriman LNG, sehingga fungsi tujuan dapat dirumuskan sebagai berikut,

$$Z = \text{Min} \left( \sum_{i \in C} z k_{ij} + \sum_{i \in C} \sum_{j \in C} \sum_{k \in K, i \neq j}^n c_{ijk} x_{ijk} \right)$$

#### IV.8.4 Identifikasi Batasan – Batasan

Batasan – batasan dalam model ini berkaitan dengan jumlah permintaan masing – masing pembangkit, jumlah kapal yang digunakan, dan kapasitas masing – masing kendaraan.

Batasan dibawah ini memastikan setiap pembangkit dikunjungi satu kali oleh 1 kapal. Jika pembangkit tidak dilayani oleh kapal maka bernilai 0, sedangkan jika dilayani akan bernilai 1, oleh sebab itu hasil dari perhitungan dibawah iini merupakan bilangan biner.

$$\sum_{k \in K, i \neq 1}^n y_{ik} = \text{binary}, \forall i = 1, \dots, N$$

Batasan dibawah ini menyatakan bahwa jumlah keluar masuk kapal dari *supply* (Saumlaki) harus sama. Dimana terdapat 5 kapal dimodel ini dengan berbagai kapasitas yang berbeda.

$$\sum_{k \in K}^n y_{1k} \leq 5, \forall k = 1, \dots, 5$$

Batasan selanjutnya merupakan batasan yang menentukan kapal yang sama harus masuk dan keluar pembangkit kecuali *supply* (Saumlaki).

$$\sum_{j \neq i}^m x_{ijk} = y_{ik}, \forall i = 1, \dots, N, \forall j = 1, \dots, N$$

Kemudian batasan dibawah ini merupakan batasan yang menyatakan demand dari pembangkit tidak boleh melebihi dari ukuran kapal.

$$\sum_{i \in N, i \neq 1}^n d_i \times y_{ik} \leq uz_k, \forall i = 1, \dots, N$$

Kemudian hubungan antara jarak, kecepatan kapal, dan biaya kapal. Dimana biaya kapal diasumsikan sama dengan durasi berlayar kapal. Sedangkan durasi berlayar bergantung dengan kecepatan kapal dan jarak antar pembangkit.

$$\begin{aligned} v_k \times Dur_{ijk} &= D_{ij} \\ c_{ijk} &= Dur_{ijk} \end{aligned}$$

Batasan terhadap kendala biner untuk variable yang dicari adalah sebagai berikut, dimana  $z_k$ ,  $y_{ik}$ , dan  $x_{ijk}$  merupakan bilangan biner 1,0.

$$\begin{aligned} z_k &= \text{binery} \\ y_{ik} &= \text{binery} \\ x_{ijk} &= \text{binery} \end{aligned}$$

#### IV.9 Optimasi Pemilihan Rute dan Kapal

Selanjutnya setelah mengetahui model matematis dari kasus tersebut, optimasi dilakukan dengan output rute yang terpilih dan menggunakan kapal uyang terpilih dengan mempertimbangkan constrain – constrain yang telah ada. Untuk kali ini optimasi akan dibantu dengan menggunakan aplikasi yaitu LINGO 16.0 dimana aplikasi ini berfungsi untuk membantu menyelesaikan persoalan model optimasi dengan cepat, mudah, dan efisien.

Untuk membuat model di LINGO, pertama – tama memasukan parameter – parameter yang sudah kita tentukan kedalam *sets*, dimana *sets* tersebut bertujuan untuk menunjukan variable – variable yang digunakan dalam perhitungan.

```
!PARAMETER INPUT :
UKURAN(K)           = ukuran kapal K
FIXED_COST(K)        = fixed_cost K
V(K)                 = kecepatan kapal K
DEMAND(I)            = kebutuhan dari pembangkit K
D(I, J)              = jarak dari pembangkit I ke pembangkit J
COST(I, J, K)        = cost dari pembangkit I ke pembangkit J dengan kapal K
;

!VARIABLE YANG DI CARI :
X(I, J, K)           = 1 jika pembangkit J dikunjungi setelah I oleh kapal K
Y(I, K)              = 1 jika pembangkit I dilayani oleh kapal K
Z(K)                 = 1 jika kendaraan K digunakan
;
```

Gambar 4. 14 Parameter *Input* dan *Variabel* yang Dicari Dalam Model

Jika memodelkan suatu model dengan situasi *real*, pasti akan menemukan lebih dari satu *sets* dari sebuah objek, sebagai contoh



kapal, pembangkit, jarak, dsb. Biasanya jika ada batasan / *constrain* di dalam 1 objek maka akan berpengaruh yang sama dengan objek yang lain yang tergabung dalam 1 *sets*. Konsep yang telah dijelaskan diatas merupakan bagian penting dalam Bahasa permodelan di LINGO. Memasukan *sets* ke dalam Bahasa LINGO biasanya dimulai dengan *command* SETS dan diakhiri dengan *command* ENDSETS.

```
SETS:
KAPAL/1..5/                                :Z, UKURAN, V, FIXED_COST;
PEMBANGKIT/1..4/                            :DEMAND;
JARAK (PEMBANGKIT,PEMBANGKIT)              :D;
RUTE (PEMBANGKIT,PEMBANGKIT,KAPAL)         :X;
PELAYANAN (PEMBANGKIT,KAPAL)               :Y;
BIAYA (PEMBANGKIT,PEMBANGKIT,KAPAL)       :COST;
DURASI (PEMBANGKIT,PEMBANGKIT,KAPAL)      :DUR;
ENDSETS
```

Gambar 4. 15 Susunan *Sets*

Dalam kasus kali ini terdapat 5 cluster yang akan dimodelkan. Sebagai contoh pertama, yang akan dihitung kali ini adalah CLUSTER 1 yang terdapat 7 objek di dalam 1 *sets* yang dimana tiap objek memiliki parameter – parameter yang berbeda – beda. Kapal yang digunakan berjumlah 5 dimana setiap kapal memiliki kecepatan yang berbeda, ukuran berbeda dan harga yang berbeda. Pembangkit pada CLUSTER 1 ini terdapat 4 pembangkit yang sudah termasuk dengan *supply* yang berada di Saumlaki.

Setelah menentukan *sets* dilanjutkan dengan menginput data yang sudah didapatkan yaitu jarak ( $D_{ij}$ ), kebutuhan / *demand* ( $d_i$ ), ukuran tiap – tiap kapal ( $u_k$ ), kecepatan kapal ( $v_k$ ), dan biaya dari tiap – tiap kapal ( $Fixed\_cost_k$ ). Untuk memasukan data ke dalam bahasa LINGO, digunakan *command* DATA dan diakhiri dengan *command* ENDDATA. Berikut merupakan data pada CLUSTER 1,

DATA :

D =

99999	1765	1600	1436
1765	99999	210	375
1600	210	99999	207
1436	375	207	99999

;

DEMAND = 0 1735.696 360.561 400.096 ;

UKURAN = 2500 7500 10000 19500 23000;

V = 13 14 15 17 15;

FIXED\_COST = 6000 9500 13600 21000 25000;

ENDDATA

Gambar 4. 16 Data CLUSTER 1

Dikarenakan dalam model ini menentukan jarak yang terpendek, antara depot dengan depot (diagonal matriks) diberi nilai bilangan besar (misal 999).

Setelah semua data telah dimasukan, lalu fungsi objektif dimasukan, dimana fungsi objektif tersebut sudah ditentukan dalam bentuk matematis seperti dibawah ini,

$$Z = \text{Min} \left( \sum_{i \in c}^m z k_{ij} + \sum_{i \in c}^n \sum_{j \in c}^m \sum_{k \in K, i \neq j}^n c_{ijk} x_{ijk} \right)$$

Dari model matematis tersebut akan diterjemahkan ke dalam bahasa LINGO yang pada kali ini akan menggunakan command MIN yang berarti minimal dikarenakan hasil dari model ini merupakan jarak yang minimal dan kapal yang memiliki cost minimal. Berikut fungsi objektif dalam Bahasa LINGO,

```

MIN =
    @SUM(KAPAL(K) : FIXED_COST(K)*Z(K))
    +
    @SUM(PEMBANGKIT(I) :
        @SUM(PEMBANGKIT(J) :
            @SUM(KAPAL(K) : COST(I, J, K) * X(I, J, K));
        );
    );

```

Gambar 4. 17 Fungsi Objektif CLUSTER 1

@SUM diatas berfungsi sebagai pengganti sigma ( $\sum$ ). Setelah memasukan fungsi objektif dari CLUSTER 1, *constrain* / batasan – batasan yang ada dimasukan. Dimana tiap batasan dapat mempengaruhi 1 maupun lebih parameter – parameter yang ada dan variable keputusan yang akan dicari. Model kali ini memiliki 6 batasan – batasan yang telah ditunjukan dalam model matematis diatas. Dari model matematis tersebut akan diterjemahkan ke dalam bahasa LINGO yang akan terlihat seperti dibawah ini,

```

!SETIAP PEMBANGKIT DIKUNJUNGI SEKALI;

@FOR(PEMBANGKIT(I) | I #NE# 1:
    @SUM(KAPAL(K) : Y(I, K)) = 1;
);

```

Gambar 4. 18 Batasan / Constrain Pertama

```

!JUMLAH KELUAR MASUK DARI SAUMLAKI HARUS SAMA;

@SUM(KAPAL(K) : Y(1, K)) <= 5 !JUMLAH KENDARAAN; ;

```

Gambar 4. 19 Batasan / *Constrain* Kedua

```

!KAPAL YANG SAMA HARUS MASUK DAN KELUAR PEMBANGKIT KECUALI SAUMLAKI;

@FOR (PEMBANGKIT (I) :
    @FOR (KAPAL (K) :
        @SUM (PEMBANGKIT (J) | J #NE# I : X (I, J, K) ) = Y (I, K);
        @SUM (PEMBANGKIT (J) | J #NE# I : X (J, I, K) ) = Y (I, K);
    );
);

```

Gambar 4. 20 Batasan / *Constrain* Ketiga

```

!DEMAND TIDAK BOLEH MELEBIHI UKURAN KAPAL;

@FOR (KAPAL (K) :
    @SUM (PEMBANGKIT (I) | I #NE# 1 : DEMAND (I) * Y (I, K) ) <= UKURAN (K) * Z (K);
);

```

Gambar 4. 21 Batasan / *Constrain* Keempat

```

!HUBUNGAN ANTARA JARAK, KECEPATAN, DAN BIAYA;

@FOR (KAPAL (K) :
    @FOR (PEMBANGKIT (I) :
        @FOR (PEMBANGKIT (J) :
            V (K) * DUR (I, J, K) = D (I, J);
            COST (I, J, K) = DUR (I, J, K);
        );
    );
);

```

Gambar 4. 22 Batasan / *Constrain* Kelima

```

!KENDALA BINER UNTUK VARIABLE;

@FOR (KAPAL (K) :
    @BIN (Z (K));
    @FOR (PEMBANGKIT (I) :
        @BIN (Y (I, K));
        @FOR (PEMBANGKIT (J) :
            @BIN (X (I, J, K));
        );
    );
);

```

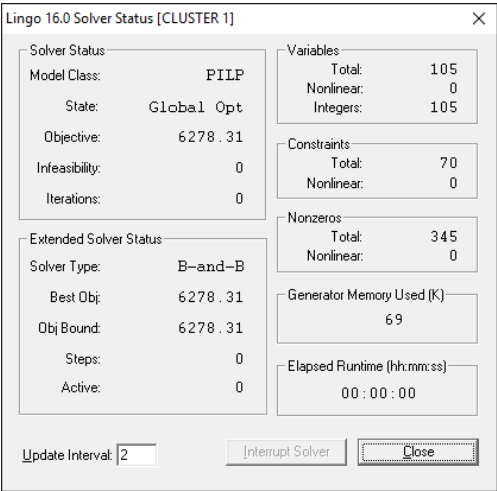
Gambar 4. 23 Batasan / *Constrain* Keenam

Setelah batasan – batasan dimasukan, tahapan selanjutnya adalah mengeliminasi subtour dan menbgenumerasi seluruh subset yang ada, tahapan ini bertujuan untuk mengeliminasi rute yang memungkinkan (selain rute dari *supply*) agar tidak sama yang dilalui oleh kapal ke –  $k$ , sehingga tidak terjadi pengulangan rute. Berikut merupakan tahapan tersebut dengan menggunakan bahasa LINGO,

```
@FOR (KAPAL (K) :
  X(2, 3, K) + X(3, 2, K) <= 1;
  X(2, 4, K) + X(4, 2, K) <= 1;
  X(3, 4, K) + X(4, 3, K) <= 1;
  X(2, 3, K) + X(2, 4, K) + X(3, 2, K) + X(3, 4, K) + X(4, 2, K) + X(4, 3, K) <= 2;
);
```

Gambar 4. 24 *Subtour Elimination*

*Subtour* eliminasi ini dapat berubah seiring dengan banyaknya pembangkit yang ada, pada contoh diatas pembangkit terdapat 4 pembangkit. Jika terdapat pembangkit lebih dari atau kurang dari diatas maka subtour eliminasi ini akan berubah sesuai dengan pembangkit tersebut. Setelah semua tahapan – tahapan telah dilaksanakan maka selanjutnya menjalankan / menyelesaikan model tersebut. Pada contoh kali ini yaitu CLUSTER 1. Pada model CLUSTER 1, ditunjukan bahwa klasifikasi dari model ini adalah PILP (*Pure Integer Linear Program*) yang berarti semua ekspresi adalah *linear*, dan semua variabel dibatasi untuk nilai integer. Disebut *Integer* karena variabel keputusan pada proses optimasi berupa bilangan bulat yang dalam hal ini berupa variabel biner 0 dan 1. Variabel keputusan bernilai 1 untuk kapal yang terpilih dan sebaliknya. Dalam melakukan proses optimasi menggunakan linear programming terdapat tiga bagian yaitu variabel keputusan (*decision variable*), fungsi objektif (*objective function*), dan batasan (*constraints*). Kemudian untuk *State* dalam model ini adalah *Global Optimum* dan *solver type* dari model ini B-and-B (*Branch-and-Bound*). Dan hasil dari model CLUSTER 1 ini sebagai berikut,



Gambar 4. 25 Solver Status dari CLUSTER 1

```
Global optimal solution found.
Objective value:                6278.308
Objective bound:                6278.308
Infeasibilities:                0.000000
Extended solver steps:          0
Total solver iterations:        0
Elapsed runtime seconds:        0.05

Model Class:                    PILP

Total variables:                105
Nonlinear variables:            0
Integer variables:              105

Total constraints:              70
Nonlinear constraints:          0

Total nonzeros:                 345
Nonlinear nonzeros:            0
```

Gambar 4. 26 Hasil dari CLUSTER 1

```
X( 1, 2, 1)    1.000000    135.7692
X( 2, 3, 1)    1.000000    16.15385
```

X( 3, 4, 1)	1.000000	15.92308
X( 4, 1, 1)	1.000000	110.4615

Gambar 4. 27 Hasil dari CLUSTER 1 (2)

Hasil diatas menunjukan bahwa CLUSTER 1 membutuhkan 1 kapal yaitu dengan menggunakan tipe kapal yang berukuran 2500 m<sup>3</sup> yaitu Shinju Maru dengan rute perjalanan bermulai dari pembangkit 1 (Saumlaki) menuju pembangkit 2 (Lombok), dilanjutkan menuju pembangkit 3 (Sumbawa), kemudian menuju pembangkit 4 (Bima), dan terakhir kembali ke pembangkit 1. Jarak keseluruhan dari cluster ini sebesar 3618 km / 2010 nm. Kebutuhan keseluruhan dari 4 pembangkit sebesar 54.682 mmscfd atau sebesar 2496.352 m<sup>3</sup>/day dengan durasi berlayar / roundtrip 134 jam dan total durasi yang mana durasi berlayar ditambahkan dengan lama kapal unloading, slack time (4 jam), dan *idle time* (5 jam), jadi totalnya sebesar 189 jam atau 7.9 hari.

Tabel 4. 22 *Summary* CLUSTER 1

CLUSTER 1		
ROUTE 1-2-3-4-1		
Ship that used	Coral Methane	
Distance	3618	km
	2010	nm
Demand	54.682	mmscfd
	2496.352	m3/day
Duration at sea / round trip	134.00	hours
Total Duration / round trip	189	hours
	7.9	days



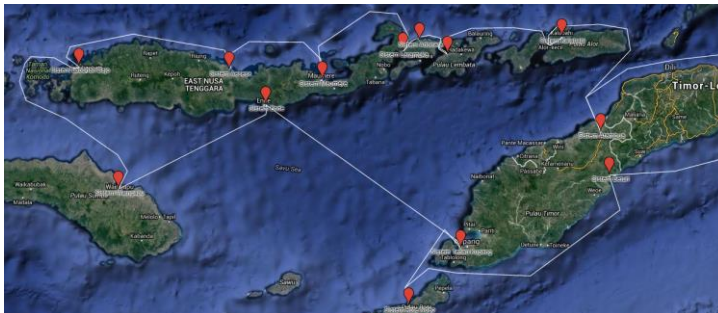
Gambar 4. 28 Rute CLUSTER 1

Proses / tahapan – tahapan diatas berlaku juga untuk CLUSTER 2, 3, 4, dan 5. Dimana pada CLUSTER 2 memiliki hasil sebagai berikut. Pada *cluster* ini terdiri dari 14 pembangkit beserta Storage Saumlaki. Dimana rute yang terpakai yaitu 1-13-11-12-5-3-2-4-6-7-8-9-10-14-1 dengan jarak tempuh sebesar 3641.4 km / 2023 nm. Demand dari cluster ini sebesar 34.32 mmscfd / 1566.783 m<sup>3</sup>/day. Durasi saat berlayar pada cluster ini sebesar 134.87 jam dan total durasi sebesar 349.67 jam atau 14.6 hari.

Tabel 4. 23 *Summary* CLUSTER 2

CLUSTER 2			
ROUTE 1-13-11-12-5-3-2-4-6-7-8-9-10-14-1			
Ship that used	Shinju Maru		
Distance	3641.4	km	
	2023	nm	
Demand	34.32	mmscfd	
	1566.783	m3/day	
Duration at sea / round trip	134.87	hours	
Total Duration / round trip	349.8666667	hours	
	14.6	days	





Gambar 4. 29 Rute CLUSTER 2

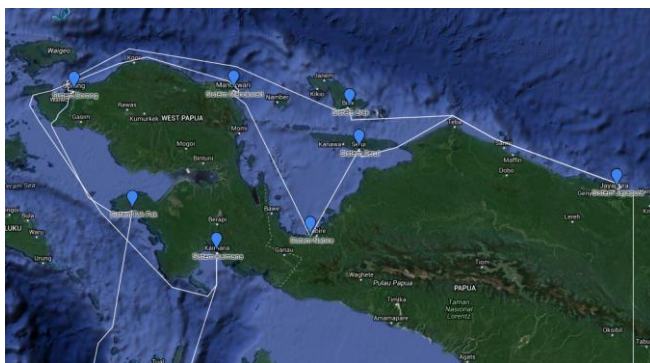
CLUSTER 3 memiliki hasil sebagai berikut kapal yang digunakan untuk melayani 12 pembangkit (termasuk supply) pada cluster ini adalah kapal yang berukuran  $2500 \text{ m}^3$  dengan rute 1-11-12-10-8-7-4-2-3-5-6-9-1. Jarak keseluruhan dari cluster ini sebesar  $3455.7 \text{ km}$  /  $1919.83 \text{ nm}$ . Kebutuhan keseluruhan dari 12 pembangkit sebesar  $26.76 \text{ mmscfd}$  atau sebesar  $1221.652 \text{ m}^3/\text{day}$  dengan durasi berlayar / roundtrip  $125.38 \text{ jam}$  dan total durasi yang mana durasi berlayar ditambahkan dengan lama kapal unloading, *slack time* (4 jam), dan *idle time* (5 jam), jadi totalnya sebesar  $308.381 \text{ jam}$  atau  $12.8 \text{ hari}$ .

Tabel 4. 24 Summary CLUSTER 3

CLUSTER 3			
ROUTE 1-11-12-10-8-7-4-2-3-5-6-9-1			
Ship that used	Shinju Maru		
Distance	3385.3	km	
	1880.72222	nm	
Demand	26.76	mmscfd	
	1221.652	m <sup>3</sup> /day	
Duration at sea / round trip	125.38	hours	
Total Duration / round trip	308.381	hours	
	12.8	days	



CLUSTER 4		
ROUTE 1-8-7-3-2-4-5-6-9-1		
	1597.826	m <sup>3</sup> /day
Duration at sea / round trip	235.59	hours
Total Duration / round trip	370.5925926	hours
	15.4	days



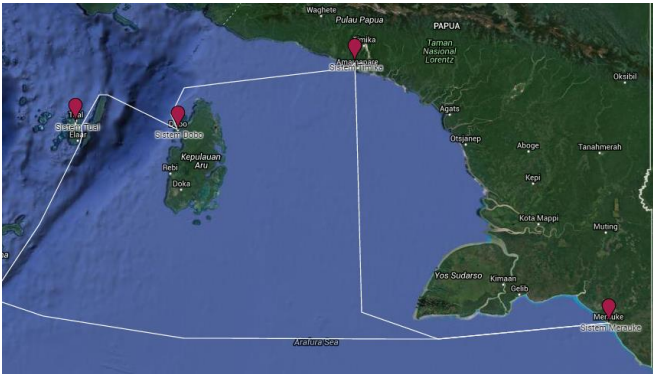
Gambar 4. 31 Rute CLUSTER 4

Dan pada CLUSTER 5 dimana memiliki pembangkit sebanyak 5, dilayani dengan menggunakan kapal yang berukuran sebesar 2500 m<sup>3</sup> dengan rute 1-5-4-3-2-1. Jarak kesuluruhan dari cluster ini sebesar 2938 km / 1632.22 nm. Kebutuhan keseluruhan dari 5 pembangkit sebesar 10.74 mmscf atau sebesar 553.211 m<sup>3</sup>/day dengan durasi berlayar / roundtrip 108.81 jam dan total durasi yang mana durasi berlayar ditambahkan dengan lama kapal unloading, dan *slack time* (4 jam), dan *idle time* (5 jam), jadi totalnya sebesar 179.815 jam atau 7.5 hari.

Tabel 4. 26 *Summary* CLUSTER 5

CLUSTER 5	
ROUTE 1-5-4-3-2-1	
Ship that used	Shinju Maru

CLUSTER 5		
ROUTE 1-5-4-3-2-1		
Distance	2938	km
	1632.222	nm
Demand	10.74	mmscf
	490.304	m3/day
Duration at sea / round trip	108.81	hours
Total Duration / round trip	179.8148148	hours
	7.5	days



Gambar 4. 32 Rute CLUSTER 5

Dari hasil diatas dapat dicari ukuran tangki yang akan digunakan untuk tiap – tiap cluster. Dimana ukuran tangki sama dengan kebutuhan dikalikan dengan round trip dari kapal yang terpilih. Kebutuhan tangki pada tiap receiving terminal dapat dilihat di table di bawah ini.

Tabel 4. 27 Ukuran Tangki CLUSTER 1

CLUSTER 1	Tangki (m3)
Lombok	1735.7
Sumbawa	360.6

Bima	400.1
<b>Total</b>	<b>2496.4</b>

Tabel 4. 28 Ukuran Tangki CLUSTER 2

<b>CLUSTER 2</b>	<b>Tangki (m3)</b>
Labuhan Bajo - Ruteng	136.0
Waingapu - Wakaibubak	127.8
Aesesa - Bajawa	84.0
Ende - Wolowaru	149.7
Maumere	100.4
Larantuka	47.5
Adonara	30.1
Lembata	21.9
Kalabahi	48.4
Rote Ndau	29.2
Tenau Kupang - Seba - Oesao - Soe	653.7
Betun - Kefamenanu	71.2
Atambua	66.7
<b>Total</b>	<b>1566.8</b>

Tabel 4. 29 Ukuran Tangki CLUSTER 3

<b>CLUSTER 3</b>	<b>Tangki (m3)</b>
Daruba	32.0
Tobelo	80.3
Ternate Tidore	297.7
Jailolo	92.2
Bacan	34.7
Sanana	29.2
Namlea Mako	57.5
Ambon	469.3
Kairatu Piru	54.8
Saparua	15.5
Masohi	58.4
<b>Total</b>	<b>1221.7</b>

Tabel 4. 30 Ukuran Tangki CLUSTER 4

<b>CLUSTER 4</b>	<b>Tangki (m3)</b>
Jayapura - Geyem	657.4
Biak	100.4
Serui	63.9
Nabire	118.7
Manokwari - Bintuni	164.3
Sorong - Teminabuan	410.9
Fak fak	54.8
Kaimana	27.4
<b>Total</b>	<b>1597.8</b>

Tabel 4. 31 Ukuran Tangki CLUSTER 5

<b>CLUSTER 5</b>	<b>Tangki (m3)</b>
Timika - Wamena	246.5
Merauke	146.1
Tual	71.2
Dobo	26.5
<b>Total</b>	<b>490.3</b>

Berikut rangkuman hasil dari seluruh *cluster* beserta Masela – Saumlaki beserta ukuran tangki yang dibutuhkan:

Tabel 4. 32 *Summary* Seluruh Cluster Beserta Masela - Saumlaki

	Masela - Saumlaki	CLUSTER 1	CLUSTER 2
Kapal			
1. Jumlah	1	1	1
2. Size (m3)	7500	2500	2500
Storage Tank			
1. Size (m <sup>3</sup> )	22500	2496	1567
Time Round Trip (day)	2	8	15
Route (km)	300	3618	3641.4

	CLUSTER 3	CLUSTER 4	CLUSTER 5
Kapal			
1. Jumlah	1	1	1
2. Size (m <sup>3</sup> )	2500	2500	2500
Storage Tank			
1. Size (m <sup>3</sup> )	1222	1598	490
Time Round Trip (day)	13	15	7
Route (km)	3385.3	6361	2938

#### IV.10 Perhitungan Biaya Transportasi

Perhitungan biaya transportasi sangat berperan penting dimana perhitungan tersebut akan berpengaruh terhadap kajian ekonomi dan investasi dari distribusi kali ini. Pada saat permodelan di LINGO sebenarnya sudah dimasukan *fixed cost* dari kapal tersebut, yaitu harga sewa kapal tersebut, namun harus ada perhitungan selanjutnya yang menghitung biaya keseluruhan dalam distribusi kali ini.

Pada perhitungan kali ini ada beberapa aspek yang berpengaruh dalam *cost* dari distribusi. Pertama pada ukuran kapal, dimana ukuran kapal berpengaruh ke ukuran pada terminal penerima. Semakin besar ukuran kapal maka semakin besar pula ukuran pada terminal penerima dan hal ini akan menaikkan nilai investasi pada terminal penerima. Kedua penggunaan bahan bakar kapal, ketiga gaji dari crew kapal yang mana pada kali ini gaji tersebut sebesar US\$2000, keempat *port charge* dimana perhitungan *port charge* kali ini adalah *number of voyage* (berapa kali kapal akan berlabuh) dikali dengan berapa harga *port charge* tiap kapal dan dikalikan lagi dengan jumlah terminal yang ada. Yang kelima adalah biaya asuransi dan terakhir biaya sewa kapal.

Berikut table yang menjelaskan biaya pada tiap – tiap *cluster* sesuai dengan spesifikasi dari kapal yang dipakai, dan rute yang terpilih.

Tabel 4. 33 *Transportation Cost* CLUSTER 1

TRANSPORTATION COST
---------------------

Demand / year	911168.5435	m <sup>3</sup> /year
Number of Voyage / year	122	times
Total Round Trip / year	960.75	days
MFO price	788	US\$/ton
MDO price	615	US\$/ton
Unit insurance cost	5	US\$/ton
MFO cost / year	5,980,860.90	US\$/year
MDO cost / year	384,059.81	US\$/year
Crew cost / year	288,000.00	US\$/year
Port Charge	112,645.04	US\$/year
Insurance Cost	2,104,500.00	US\$/year
Charter Ship	2,190,000.00	US\$/year
Total Transportation Cost	11,060,065.75	US\$/year

Tabel 4. 34 *Transportation Cost* CLUSTER 2

TRANSPORTATION COST		
Demand / year	571875.6522	m <sup>3</sup> /year
Number of Voyage / year	229	times
Total Round Trip / year	3338.311111	days
MFO price	788	US\$/ton
MDO price	615	US\$/ton
Unit insurance cost	5	US\$/ton
MFO cost / year	20,781,654.33	US\$/year
MDO cost / year	1,334,489.87	US\$/year
Crew cost / year	288,000.00	US\$/year
Port Charge	83,704.08	US\$/year
Insurance Cost	1,316,750.00	US\$/year
Charter Ship	2,190,000.00	US\$/year



Total Transportation Cost	25,994,598.28	US\$/year
---------------------------	---------------	-----------

---

Tabel 4. 35 *Transportation Cost* CLUSTER 3

TRANSPORTATION COST		
Demand / year	445903.0435	m <sup>3</sup> /year
Number of Voyage / year	179	times
Total Round Trip / year	2300.011883	days
MFO price	788	US\$/ton
MDO price	615	US\$/ton
Unit insurance cost	5	US\$/ton
MFO cost / year	14,318,033.97	US\$/year
MDO cost / year	919,429.75	US\$/year
Crew cost / year	288,000.00	US\$/year
Port Charge	196,284.24	US\$/year
Insurance Cost	1,029,250.00	US\$/year
Charter Ship	2,190,000.00	US\$/year
Total Transportation Cost	18,940,997.96	US\$/year

Tabel 4. 36 *Transportation Cost* CLUSTER 4

TRANSPORTATION COST		
Demand / year	583206.5217	m <sup>3</sup> /year
Number of Voyage / year	234	times
Total Round Trip / year	3613.277778	days
MFO price	788	US\$/ton
MDO price	615	US\$/ton
Unit insurance cost	5	US\$/ton

TRANSPORTATION COST		
MFO cost / year	22,493,376.82	US\$/year
MDO cost / year	1,444,407.79	US\$/year
Crew cost / year	288,000.00	US\$/year
Port Charge	1,116,222.12	US\$/year
Insurance Cost	1,345,500.00	US\$/year
Charter Ship	2,190,000.00	US\$/year
Total Transportation Cost	28,877,506.73	US\$/year

Tabel 4. 37 *Transportation Cost* CLUSTER 5

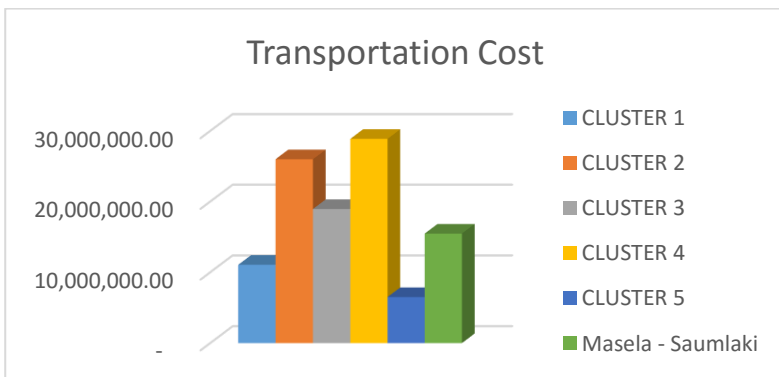
TRANSPORTATION COST		
Demand / year	178961.087	m <sup>3</sup> /year
Number of Voyage / year	72	times
Total Round Trip / year	539.4444444	days
MFO price	788	US\$/ton
MDO price	615	US\$/ton
Unit insurance cost	5	US\$/ton
MFO cost / year	3,358,149.56	US\$/year
MDO cost / year	215,642.92	US\$/year
Crew cost / year	288,000.00	US\$/year
Port Charge	32,896.80	US\$/year
Insurance Cost	414,000.00	US\$/year
Charter Ship	2,190,000.00	US\$/year
Total Transportation Cost	6,498,689.27	US\$/year

. Sedangkan untuk *transportation cost* untuk rute Masela – Saumlaki sebagai berikut.

Tabel 4. 38 *Transportation Cost* Masela - Saumlaki

TRANSPOTRTATION COST		
MFO price	788	US\$/ton
MDO price	615	US\$/ton
Unit insurance cost	5	US\$/ton
MFO cost / year	5,037,049.22	US\$/year
MDO cost / year	393,119.96	US\$/year
Crew cost / year	288,000.00	US\$/year
Port Charge	82,867.97	US\$/year
Insurance Cost	6,192,750.00	US\$/year
Charter Ship	3,467,500.00	US\$/year
Total Transportation Cost	15,461,287.15	US\$/year

Biaya transportasi total dari tiap – tiap cluster dan rute Masela – Saumlaki yaitu sebesar 98,533,343.66 US\$/year. Perbandingan biaya transportasi dari tiap – tiap cluster dapat dilihat dalam *chart* dibawah ini.



Gambar 4. 33 Perbandingan Biaya Transportasi

Bisa dilihat pada CLUSTER 4 biaya transportasi sangat tinggi dimana ini dipengaruhi jarak dari supply dan jarak antar pembangkit sangat berjauhan jadi mengakibatkan tingginya biaya pada saat berlayar. Sedangkan untuk CLUSTER 5 berbanding terbalik dan ini diakibatkan oleh jarak antar pembangkit dan jarak menuju supply berdekatan

Selanjutnya setelah biaya transportasi dari tiap cluster telah ditemukan, akan dilanjutkan dengan kajian ekonomi.

#### **IV.11 Kajian Ekonomi**

Setelah pemodelan dari distribusi diatas sudah selesai dan biaya transportasi telah dihitung, maka perlu adanya analisa ekonomi terhadap biaya investasi pada distribusi kali ini. Dimana biaya investasi ini akan berpengaruh untuk merealisasikan distribusi kali ini. Analisa kali ini didasarkan pada besarnya unit biaya pengiriman hingga menuju terminal penerima pada pembangkit – pembangkit.

Pola distribusi LNG untuk pembangkit – pembangkit di Indonesia Timur telah ditentukan melalui optimasi dalam aplikasi LINGO 16.0 dan telah mendapatkan hasil rute yang harus dilalui pada tiap – tiap cluster yang sudah ditentukan dan pemilihan kapal yang sesuai dengan batasan – batasan yang ada. Oleh karena itu pola distribusi ini tentu membawa konsekuensi biaya (investasi) yang perlu dikeluarkan. Pada kajian ekonomi kali ini ada dua variable yang ada pada kelayakan investasi, yaitu *Capitan Expenditure* (CAPEX) dan *Operational Expenditure* (OPEX).

##### **IV.11.1 *Capital Expenditure* (CAPEX)**

CAPEX merupakan biaya yang dikeluarkan pada awal, dimana pada distribusi kali ini untuk biaya yang dikeluarkan untuk kapal tidak ada, dikarenakan dalam pola distribusi kali ini kapal di *charter* / disewa bukan membuat kapal baru. Sedangkan pada terminal penerima / *receiving terminal* ada beberapa biaya yang harus dikeluarkan pada awal, seperti biaya pembangunan terminal, LNG Storage Tank, Pompa LNG, Jetty, Kantor, dsb.

Berikut adalah indikator – indikator untuk perhitungan CAPEX pada terminal penerima / *receiving terminal*:

Tabel 4. 39 Indikator - Indikator pada Perhitungan CAPEX Terminal Penerima

<b>CAPEX</b>		
<b>Receiving Terminal</b>		
LNG Storage Tank	US\$/300 m3	185,000.00
LNG Storage Tank	US\$/1000 m3	750,000.00
LNG Loading Pump	US\$(m3/hour)	80,000.00
Cryogenic Pipe	US\$/m	770.00
Office	US\$	77,000.00
Jetty	US\$/m	13,300.00
Land Invest (NTB)	US\$/m2	414.00
Land Invest (NTT)	US\$/m2	151.00
Land Invest (Maluku)	US\$/m2	264.00
Land Invest (Papua)	US\$/m2	151.00

Indikator – indikator pada perhitungan telah ditentukan, maka perhitungan dapat dilakukan. Kali ini pada tiap – tiap *cluster* dihitung terpisah dikarenakan beberapa variasi dari *demand* pembangkit dimana nanti akan berpengaruh terhadap besarnya tangki *storage* atau tangki penyimpanan pada terminal. Berikut hasil dari CAPEX tiap – tiap cluster dan rute Masela – Saumlaki:

Tabel 4. 40 Hasil Keseluruhan CAPEX

<b>CAPEX</b>		
CLUSTER 1	US\$	12,434,000.00
CLUSTER 2	US\$	34,963,000.00
CLUSTER 3	US\$	34,428,000.00
CLUSTER 4	US\$	21,843,000.00
CLUSTER 5	US\$	11,548,000.00
Masela - Saumlaki	US\$	168,751,000.00
<b>TOTAL</b>		<b>283,967,000.00</b>

Pada hasil diatas bisa dilihat bahwa total biaya *Capitan Expenditure* dari distribusi kali ini sebesar US\$ 150,072,000.

#### **IV.11.2 Operational Expenditure (OPEX)**

*Operational Expenditure* (OPEX) merupakan seluruh biaya yang dikeluarkan untuk melakukan operasional pada periode tertentu, biasanya pada periode satu tahun. Pada distribusi kali ini biaya operational kapal sudah dijelaskan diatas dimana terdapat 6 kapal yang akan dipakai dimana terdapat 5 kapal tipe 1 (2500 m<sup>3</sup>), dan 1 kapal tipe 2 (7500 m<sup>3</sup>).

Sedangkan dalam bagian terimal penerima / receiving terminal biaya operational yang dikeluarkan berupa pompa LNG, Loading arm, lampu jalan dan lampu bangunan, 2 securities, 4 control room, 4 port master dan yang utama biaya listrik pada terminal tersebut. Berikut indikator – indikator yang terdapat dalam biaya operational pada terminal penerima:

Tabel 4. 41 Indikator - Indikator OPEX pada Terminal Penerima

<b>Operational Cost Receiving Terminal</b>		
LNG Loading Pump (12 hours work)	US\$/year	21,900.00
Others Electronic	US\$/year	

<b>Operational Cost Receiving Terminal</b>		
		876.00
Loading Arm (12 hours work)	US\$/year	6,570.00
Street Lights (14 hours work)	US\$/year	1,277.50
Building Lights (14 hours work)	US\$/year	191.63
2 Security (12 hours work)	US\$/year	9,048.00
4 Control Room (12 hours work)	US\$/year	18,096.00
4 Port Master (12 hours work)	US\$/year	18,096.00
Electricity Cost	US\$/kwh	0.10

Kemudian perhitungan biaya operational kapal dan terminal dijumlahkan dan berikut hasil dari operational cost untuk kapal dan terminal penerima pada tiap – tiap cluster:

Tabel 4. 42 Hasil OPEX

<b>OPEX</b>		
CLUSTER 1	US\$	11,375,269.13
CLUSTER 2	US\$	27,228,055.90
CLUSTER 3	US\$	20,018,600.34
CLUSTER 4	US\$	29,638,848.73
CLUSTER 5	US\$	6,883,745.77
Masela - Saumlaki	US\$	16,718,599.28
<b>TOTAL</b>		<b>111,863,119.15</b>

Total biaya operational pada distribusi kali ini sebesar US\$ 102,626,052.66.

#### IV.11.3 Pemasukan

Pemasukan / *revenue* kali ini dapat dihitung dengan cara mengurangi harga jual LNG dan harga beli LNG. Pada distribusi kali ini margin penjualan divariasikan menjadi 5 yaitu dengan margin \$3.1, \$3.3, \$3.5, \$3.7, dan \$3.9 per 1 mmbtu LNG. Harga jual LNG kemudian dikali dengan banyaknya LNG yang dihabiskan oleh pembangkit selama setahun, yaitu sebesar 57,050,928.26 mmbtu/tahun.

Tabel dibawah ini menunjukan pendapatan per tahun dari beberapa margin yang divariasikan. Untuk harga LNG kali ini diasumsikan sebesar \$8. Berikut pendapatan pertahun dari sekenarion distribusi kali ini:

Tabel 4. 43 Hasil Pemasukan dari Semua Margin

	Margin 3.1		Margin 3.3	
LNG Purchase	\$	8.00	\$	8.00
Margin	\$	3.10	\$	3.30
LNG Sell	\$	11.10	\$	11.30
Annual Revenue	\$	176,857,877.61	\$	188,268,063.26
	Margin 3.5		Margin 3.7	
LNG Purchase	\$	8.00	\$	8.00
Margin	\$	3.50	\$	3.70
LNG Sell	\$	11.50	\$	11.70
Annual Revenue	\$	199,678,248.91	\$	211,088,434.57
	Margin 3.9			
LNG Purchase	\$	8.00		
Margin	\$	3.90		
LNG Sell	\$	11.90		
Annual Revenue	\$	222,498,620.22		

#### IV.11.4 Bunga Bank

Bunga bank pada kali ini merupakan rasio dari bunga yang dibayarkan terhadap pinjaman pada periode tertentu, bunga bank biasanya dinyatakan dengan presentase. Pada distribusi kali ini



bunga bank yang dipakai sebesar 10.25% dimana presentase ini diambil dari salah satu bank swasta Indonesia terhadap pinjaman investasi. Pinjaman ini dapat dilakukan dalam kurun waktu maksimal 15 tahun, dengan maksimum pembiayaan oleh bank sebesar 65% dan modal pribadi sebesar 65%. Jumlah biaya yang dikeluarkan pada distribusi kali ini ditentukan sebesar 50%.

#### **IV.11.5 Payback Period**

Payback Period dapat diartikan sebagai jangka waktu kembalinya investasi yang telah dikeluarkan, melalui keuntungan yang diperoleh dari suatu proyek yang telah direncanakan.

#### **IV.11.6 IRR**

*Internal Rate of Return* dipakai untuk menghitung tingkat bunga pada saat nilai NPV sama dengan 0. IRR berguna untuk mengetahui pada tingkat bunga beberapa investasi tetap memberikan keuntungan.

#### **IV.11.7 NPV**

NPV umum digunakan untuk menghitung laba dari investasi, apakah investasi yang dilakukan memberikan keuntungan atau tidak. Pada metode ini semua aliran kas dikonversikan menjadi nilai sekarang (P) dan dijumlahkan sehingga P yang diperoleh mencerminkan nilai netto dari keseluruhan aliran kas yang terjadi selama periode perencanaan. Apabila nilai NPV lebih dari 0, investasi dapat dikatakan menguntungkan. Jika nilai NPV sama dengan 0, hal tersebut dapat dikatakan investasi dapat dikembalikan persis sama besar. Terakhir jika nilai NPV lebih kecil dari 0, maka proyek dikatakan tidak bisa.

#### **IV.11.8 Hasil Kajian Ekonomi**

Hasil kajian ekonomi yang dilakukan berupa Payback Period, IRR, dan NPV, dengan margin penjualan – pembelian sebesar \$3.1, \$3.3, \$3.5, \$3.7, dan \$3.9. bunga yang dipakai sebesar

10.25% dengan biaya pribadi sebesar 50%. Berikut hasil dari kajian ekonomi tiap – tiap margin:

Tabel 4. 44 Hasil Kajian Ekonomi Tiap - Tiap Margin

	Margin 3.1		Margin 3.3	
LNG Purchase	\$	8.00	\$	8.00
Margin	\$	3.10	\$	3.30
LNG Sell	\$	11.10	\$	11.30
Annual Revenue	\$	176,857,877.61	\$	188,268,063.26
NPV	\$	(1,950,767.47)	\$	96,521,335.42
IRR		5%		10%
PP		0		9.0

	Margin 3.5		Margin 3.7	
LNG Purchase	\$	8.00	\$	8.00
Margin	\$	3.50	\$	3.70
LNG Sell	\$	11.50	\$	11.70
Annual Revenue	\$	199,678,248.91	\$	211,088,434.57
NPV	\$	194,996,762.47	\$	293,474,555.97
IRR		15%		19%
PP		6.8		5.6

	Margin 3.9	
LNG Purchase	\$	8.00
Margin	\$	3.90
LNG Sell	\$	11.90
Annual Revenue	\$	222,498,620.22
NPV	\$	391,968,477.48
IRR		22%
PP		4.7

Dari hasil diatas bisa dilihat bahwa pada margin 3.1 belum terjadi *payback period* dan nilai IRR masih dibawah bunga bank (10.25%). Begitu juga pada margin 3.3 walaupun *payback period-*

nya diketahui namun IRR masih dibawah bunga. l dan besar. Pada margin 3.5, 3.7 dan 3.9 syarat – syarat telah terpenuhi dimana IRR lebih besar dari pada bunga bank (10.25%) dan Payback Period 6.8 5.6 dan 4.7 tahun

*“Halaman ini sengaja dikosongkan...”*

## LAMPIRAN A

### DATA KAPASITAS PEMBANGKIT DI INDONESIA TIMUR

#### 1. Data kapasitas pembangkit di Maluku Selatan

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
MALUKU SELATAN							
1	Sistem Ambon						
	1. Hative Kecil	PLTD	BBM	PLN	14.9	9.8	
	2. Sewa Mesin Hative Kecil	PLTD	BBM	PLN	33.7	20.0	
	3. Poka	PLTD	BBM	PLN	20.8	11.6	
	4. Sewa Mesin Poka	PLTD	BBM	PLN	12.0	10.0	
	TOTAL				81.4	51.4	54.0
2	Sistem Masohi						
	1. Masohi	PLTD	BBM	PLN	6.2	3.3	5.0
	2. Sewa Mesin Masohi	PLTD	BBM	PLN	4.3	2.1	
	3. Waipia	PLTD	BBM	PLN	0.4	-	0.3
	4. Liang	PLTD	BBM	PLN	0.1	0.0	1.2
	5. Sewa Mesin Liang	PLTD	BBM	PLN	1.0	1.0	
	TOTAL				12.0	6.4	6.5
3	Sistem Kairatu - Piru						
	1. Kairatu	PLTD	BBM	PLN	1.9	1.6	5.0
	2. Sewa Mesin Kairatu	PLTD	BBM	PLN	5.7	3.6	
	3. Piru	PLTD	BBM	PLN	2.8	0.8	2.2
	TOTAL				10.4	6.0	7.2
4	Sistem Namlea - Mako						
	1. Namlea	PLTD	BBM	PLN	3.3	1.4	6.3
	2. Sewa Mesin Namlea	PLTD	BBM	PLN	6.0	4.5	
	3. Mako	PLTD	BBM	PLN	2.0	0.4	1.9
	TOTAL				11.3	6.3	8.2
5	Sistem Saparua						
	1. Saparua	PLTD	BBM	PLN	3.7	1.7	1.5
	TOTAL				3.7	1.7	1.5
6	Sistem Tual						
	1. Langgur	PLTD	BBM	PLN	4.3	2.4	
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	6.0	5.4	
	TOTAL				10.3	7.8	8.0
7	Sistem Saumlaki						
	1. Saumlaki	PLTD	BBM	PLN	3.3	1.5	2.6
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	1.5	1.5	
	TOTAL				4.8	3.0	2.6
8	Sistem Dobo						
	1. Dobo	PLTD	BBM	PLN	2.5	1.4	3.0
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	1.5	1.5	
	TOTAL				4.0	2.9	3.0
	TOTAL KESELURUHAN				137.9	85.5	91.0

2. Data kapasitas pembangkit di Maluku Utara

MALUKU UTARA							
1	Sistem Ternate - Tidore						
	1. Kayu Merah	PLTD	BBM	PLN	6.8	5.5	26.0
	2. Sewa Mesin Kayu Merah	PLTD	BBM	PLN	32.2	20.0	
	3. Soa Siu	PLTD	BBM	PLN	3.9	2.3	5.4
	4. Sewa Mesin Soa Siu	PLTD	BBM	PLN	10.0	4.8	
	TOTAL				52.9	32.6	31.4
2	Sistem Tobelo						
	1. Tobelo	PLTD	BBM	PLN	5.9	4.3	7.6
	2. Sewa Mesin Tobelo	PLTD	BBM	PLN	4.0	3.2	
	3. Malifut	PLTD	BBM	PLN	3.2	1.3	1.3
	TOTAL				13.1	8.8	8.9
3	Sistem Jailolo-Sidangoli-Sofifi-Payahe						
	1. Jailolo-Sidangoli	PLTD	BBM	PLN	3.9	1.8	3.0
	2. Sewa Mesin Jailolo	PLTD	BBM	PLN	2.7	2.1	
	3. Sofifi	PLTD	BBM	PLN	3.0	2.8	5.1
	4. Sewa Mesin Sofifi	PLTD	BBM	PLN	3.2	3.2	
	5. Payahe	PLTD	BBM	PLN	0.5	0.2	-
	TOTAL				13.3	10.1	8.1
4	Sistem Bacan						
	1. Bacan	PLTD	BBM	PLN	3.2	1.7	4.8
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	3.6	2.1	
	TOTAL				6.8	3.8	4.8
5	Sistem Sanana						
	1. Sanana	PLTD	BBM	PLN	1.9	0.0	2.3
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	9.6	3.2	
	TOTAL				11.5	3.2	2.3
6	Sistem Daruba						
	1. Daruba	PLTD	BBM	PLN	4.8	3.5	1.6
	TOTAL				4.8	3.5	1.6
TOTAL KESELURUHAN					102.4	62.0	57.1

3. Data kapasitas pembangkit di NTB

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
NUSA TENGGARA BARAT							
1	Sistem Interkoneksi						
	1. Lombok	PTLU/D/M	Batubara/BB/M/Air	PLN/PP	269.56	190.1	187.76
	2. Sumbawa	PLTD/M	BBM/Air	PLN	56.07	39.49	36.61
	3. Bima	PLTD	BBM	PLN	59.35	43.82	38.20
2	Sistem Terisolasi						
	Sektor Lombok						
	Cabang Sumbawa						
	1. Sebotok	PLTD	BBM	PLN	0.08	0.07	0.07
	2. Labuhan Haji	PLTD	BBM	PLN	0.80	0.06	0.03
	3. Lebin	PLTD	BBM	PLN	0.37	0.21	0.18
	4. Bugis Medang	PLTD	BBM	PLN	0.21	0.11	0.11
	5. Klawis	PLTD	BBM	PLN	0.13	0.12	0.10
	6. Lunyuk	PLTD	BBM	PLN	1.35	0.90	0.74
	7. Lantung	PLTD	BBM	PLN	0.51	0.23	0.20
	Cabang Bima						
	1. Bajo Pulau	PLTD	BBM	PLN	0.22	0.16	0.05
	2. Nggehu	PLTD	BBM	PLN	0.07	0.06	0.03
	3. Pekat	PLTD	BBM	PLN	0.62	0.51	1.07
TOTAL KESELURUHAN					389.34	275.84	265.15

#### 4. Data kapasitas pembangkit di NTT

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
<b>NUSA TENGGARA TIMUR</b>							
1	Sistem Kupang	PLTD/PLTU	BBM/Batubara	PLN	90.4	64.5	59.4
2	Sistem Seba, Oesao	PLTD	BBM	PLN	2.2	1.5	1
3	Sistem Soe	PLTD	BBM	PLN	7.9	5.6	5.2
4	Sistem Kefamananu	PLTD	BBM	PLN	7.6	5.4	4.7
5	Sistem Atambua	PLTD	BBM	PLN	10.9	7.3	6.8
6	Sistem Betun	PLTD	BBM	PLN	3.9	2.4	2.2
7	Sistem Kalabahi	PLTD	BBM	PLN	8.1	5.3	4
8	Sistem Rote Ndao	PLTD	BBM	PLN	5.9	3.2	3
9	Sistem Ende	PLTD/PLTM/PLTU	BBM/Batubara/Air	PLN	20.4	14.9	10.7
10	Sistem Wolaru	PLTD	BBM	PLN	1.6	1.5	0.9
11	Sistem Aesesa	PLTD	BBM	PLN	4.1	3.0	2.7
12	Sistem Bajawa	PLTD/PLTP/PLTMH	BBM/Surya/Air	PLN	12.4	6.2	5.6
13	Sistem Ruteng	PLTD/PLTP/PLTMH	BBM/Surya/Air	PLN	24.1	11.0	10.9
14	Sistem Labuhan Bajo	PLTD	BBM	PLN	6.8	3.9	3.4
15	Sistem Maumere	PLTD	BBM	PLN	13.7	11.0	10.6
16	Sistem Larantuka	PLTD	BBM	PLN	7.1	5.2	4
17	Sistem Adonara	PLTD	BBM	PLN	6.0	3.3	3
18	Sistem Lembata	PLTD/PLTS	BBM/Surya	PLN	5.9	2.4	2.4
19	Sistem Waingapu	PLTD	BBM	PLN	8.5	6.1	5.2
20	Sistem Waikabubak-waitabula	PLTD/PLTM/PLTS	BBM/Surya/Air	PLN	9.6	7.9	5.1
21	Gab. <i>Isolated Area</i> Kupang	PLTD/PLTS	BBM/Surya	PLN	6.0	4.4	2.2
22	Gab. <i>Isolated Area</i> FBB	PLTD	BBM	PLN	7.1	4.7	3.2
23	Gab. <i>Isolated Area</i> FBT	PLTD/PLTS	BBM/Surya	PLN	4.5	3.3	2.4
24	Gab. <i>Isolated Area</i> Sumba	PLTD/PLTMH	BBM/Air	PLN/IPP	1.0	0.9	0.4
<b>TOTAL KESELURUHAN</b>					<b>275.7</b>	<b>184.9</b>	<b>159.0</b>

#### 5. Data kapasitas pembangkit di Papua

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
<b>PAPUA</b>							
1	Jayapura	PLTD	BBM	PLN	96	69	66
2	Genyem	PLTD	BBM	PLN	5	3	1
3	Wamena	PLTD, PLTM	BBM	PLN	8	5	5
4	Timika	PLTD	BBM	PLN	29	22	19
5	Biak	PLTD	BBM	PLN	18	11	11
6	Serui	PLTD	BBM	PLN	11	7	5
7	Merauke	PLTD	BBM	PLN	20	16	15
8	Nabire	PLTD	BBM	PLN	19	13	12
9	Lisdes Tersebar	PLTD, PLTS	BBM/Surya	PLN	14	10	7
<b>TOTAL KESELURUHAN</b>					<b>220</b>	<b>156</b>	<b>141</b>
<b>PAPUA BARAT</b>							
1	Sorong	PLTD, PLTG	BBM, Gas	PLN, Swasta	48	43	34
2	Fak Fak	PLTD, PLTM	BBM, Air	PLN	7	6	4
3	Teminabuan	PLTD	BBM	PLN	4	2	1
4	Kaimana	PLTD	BBM	PLN	5	3	3
5	Manokwari	PLTD	BBM	PLN	24	16	16
6	Bintuni	PLTD	BBM	PLN	3	2	2
7	Lisdes Tersebar	PLTD, PLTS	BBM, Surya	PLN	12	8	6
<b>TOTAL KESELURUHAN</b>					<b>103</b>	<b>80</b>	<b>66</b>

*“Halaman ini sengaja dikosongkan...”*



**LAMPIRAN B**  
**MATRIKS JARAK PEMBANGKIT PER CLUSTER**

1. Jarak pembangkit di CLUSTER 1

Kilometer				
	Saumlaki	Lombok	Sumbawa	Bima
Saumlaki		1765	1600	1436
Lombok	1765		210	375
Sumbawa	1600	210		207
Bima	1436	375	207	
Nautical miles				
	Saumlaki	Lombok	Sumbawa	Bima
Saumlaki		980.56	888.89	797.78
Lombok	980.56		116.67	208.33
Sumbawa	888.89	116.67		115.00
Bima	797.78	208.33	115.00	

## 2. Jarak pembangkit di CLUSTER 2

	Kilometer													
	Saumlaki	Labuhan Bajo	Waingapu	Aesesa	Ende	Maumere	Larantuka	Adonara	Lembata	Kalabahi	Rote Ndao	Tenau Kupang	Betun	Atambua
Saumlaki		1309	1243	1143	1074	1049	942	922	917	812	966	967	735	763
Labuhan Bajo	1309		258	217	378	329	422	417	456	578	562	597	826	727
Waingapu	1243	258		458	185	565	654	655	700	815	344	380	605	523
Aesesa	1143	217	458		569	144	261	254	297	416	746	780	1011	602
Ende	1074	378	185	569		832	717	695	685	577	258	255	508	378
Maumere	1049	329	565	144	832		174	167	208	323	801	731	940	521
Larantuka	942	422	654	261	717	174		25.2	67	198	664	568	828	378
Adonara	922	417	655	254	695	167	25.2		48.2	168	625	551	808	356
Lembata	917	456	700	297	685	208	67	48.2		162	625	551	788	362
Kalabahi	812	578	815	416	577	323	198	168	162		506	438	685	244
Rote Ndao	966	562	344	746	258	801	664	625	625	506		118	313	335
Tenau Kupang	967	597	380	780	255	731	568	551	551	438	118		331	266
Betun	735	826	605	1011	508	940	828	808	788	685	313	331		656
Atambua	763	727	523	602	378	521	378	356	362	244	335	266	656	
Nautical Miles														
	Saumlaki	Labuhan Bajo	Waingapu	Aesesa	Ende	Maumere	Larantuka	Adonara	Lembata	Kalabahi	Rote Ndao	Tenau Kupang	Betun	Atambua
Saumlaki		727.22	690.56	635.00	596.67	582.78	523.33	512.22	509.44	451.11	536.67	537.22	408.33	423.89
Labuhan Bajo	727.22		143.33	120.56	210.00	182.78	234.44	231.67	253.33	321.11	312.22	331.67	458.89	403.89
Waingapu	690.56	143.33		254.44	102.78	313.89	363.33	363.89	388.89	452.78	191.11	211.11	336.11	290.56
Aesesa	635.00	120.56	254.44		316.11	80.00	145.00	141.11	165.00	231.11	414.44	433.33	561.67	334.44
Ende	596.67	210.00	102.78	316.11		462.22	398.33	386.11	380.56	320.56	143.33	141.67	282.22	210.00
Maumere	582.78	182.78	313.89	80.00	462.22		96.67	92.78	115.56	179.44	445.00	406.11	522.22	289.44
Larantuka	523.33	234.44	363.33	145.00	398.33	96.67		14.00	37.22	110.00	368.89	315.56	460.00	210.00
Adonara	512.22	231.67	363.89	141.11	386.11	92.78	14.00		26.78	93.33	347.22	306.11	448.89	197.78
Lembata	509.44	253.33	388.89	165.00	380.56	115.56	37.22	26.78		90.00	347.22	306.11	437.78	201.11
Kalabahi	451.11	321.11	452.78	231.11	320.56	179.44	110.00	93.33	90.00		281.11	243.33	380.56	135.56
Rote Ndao	536.67	312.22	191.11	414.44	143.33	445.00	368.89	347.22	347.22	281.11		65.56	173.89	186.11
Tenau Kupang	537.22	331.67	211.11	433.33	141.67	406.11	315.56	306.11	306.11	243.33	65.56		183.89	147.78
Betun	408.33	458.89	336.11	561.67	282.22	522.22	460.00	448.89	437.78	380.56	173.89	183.89		364.44
Atambua	423.89	403.89	290.56	334.44	210.00	289.44	210.00	197.78	201.11	135.56	186.11	147.78	364.44	

### 3. Jarak pembangkit di CLUSTER 3

Kilometer												
	Saumlaki	Daruba	Tobelo	Ternate Tidore	Jailolo	Bacan	Sanana	Namlea - Mako	Ambon	Kairatu - Piru	Saparua	Masohi
Saumlaki	1465	1483	1184	1245	1101	923	740	639	676	655	710	
Daruba	1465	49.7	237	250	393	625	708	798	813	852	947	
Tobelo	1483	237	271	281	425	647	738	800	808	855	927	
Ternate Tidore	1184	250	20.2	20.2	150	382	475	594	610	645	720	
Jailolo	1245	281	382	384	480	604	624	658	744			
Bacan	1101	393	425	150	137	334	388	474	494	526	604	
Sanana	923	625	647	382	384	334	201	327	344	379	453	
Namlea - Mako	740	708	738	475	480	388	201	144	163	197	268	
Ambon	639	798	800	594	604	474	327	144	110	86.1	159	
Kairatu - Piru	676	813	808	610	624	494	344	163	110	65.1	88.6	
Saparua	655	852	855	645	658	526	379	197	86.1	65.1	78	
Masohi	710	947	927	720	744	604	453	268	159	88.6	78	
Nautical Miles												
	Masohi	Saparua	Kairatu - Piru	Ambon	Namlea - Mako	Sanana	Bacan	Jailolo	Ternate Tidore	Tobelo	Daruba	Saumlaki
Saumlaki	813.89	823.89	657.78	691.67	611.67	512.78	411.11	355.00	375.56	363.89	394.44	
Daruba	813.89	27.61	131.67	138.89	218.33	347.22	393.33	443.33	451.67	473.33	526.11	
Tobelo	823.89	150.56	156.11	236.11	359.44	410.00	444.44	448.89	475.00	515.00		
Ternate Tidore	657.78	131.67	150.56	11.22	83.33	212.22	263.89	330.00	338.89	358.33	400.00	
Jailolo	691.67	138.89	156.11	76.11	213.33	266.67	335.56	346.67	365.56	413.33		
Bacan	611.67	218.33	236.11	83.33	76.11	185.56	215.56	263.33	274.44	292.22	335.56	
Sanana	512.78	347.22	359.44	212.22	213.33	185.56	111.67	181.67	191.11	210.56	251.67	
Namlea - Mako	411.11	393.33	410.00	263.89	266.67	215.56	111.67	80.00	90.56	109.44	148.89	
Ambon	355.00	443.33	444.44	330.00	335.56	263.33	181.67	61.11	61.11	47.83	88.33	
Kairatu - Piru	375.56	451.67	448.89	338.89	346.67	274.44	191.11	90.56	36.17	36.17	49.22	
Saparua	363.89	473.33	475.00	358.33	365.56	292.22	210.56	109.44	47.83	36.17	43.33	
Masohi	394.44	526.11	515.00	400.00	413.33	335.56	251.67	148.89	88.33	49.22	43.33	

#### 4. Jarak pembangkit di CLUSTER 4

Kilometer									
	Saumlaki	Jayapura	Biak	Serui	Nabire	Manok wari	Sorong	Fak fak	Kaimana
Saumlaki		2944	2406	2474	2495	2181	1771	1440	1247
Jayapura	2944		581	574	748	809	1159	1559	1870
Biak	2406	581		202	288	244	611	1004	1316
Serui	2474	574	202		192	280	667	1066	1366
Nabire	2495	748	288	192		320	716	1115	1420
Manok wari	2181	809	244	280	320		381	770	1065
Sorong	1771	1159	611	667	716	381		331	638
Fak fak	1440	1559	1004	1066	1115	770	331		372
Kaimana	1247	1870	1316	1366	1420	1065	638	372	
Nautical Miles									
	Kaimana	Fak fak	Sorong	Manok wari	Nabire	Serui	Biak	Jayapura	Saumlaki
Saumlaki		1635.56	1336.67	1374.44	1386.11	1211.67	983.89	800.00	692.78
Jayapura	1635.56		322.78	318.89	415.56	449.44	643.89	866.11	1038.89
Biak	1336.67	322.78		112.22	160.00	135.56	339.44	557.78	731.11
Serui	1374.44	318.89	112.22		106.67	155.56	370.56	592.22	758.89
Nabire	1386.11	415.56	160.00	106.67		177.78	397.78	619.44	788.89
Manok wari	1211.67	449.44	135.56	155.56	177.78		211.67	427.78	591.67
Sorong	983.89	643.89	339.44	370.56	397.78	211.67		183.89	354.44
Fak fak	800.00	866.11	557.78	592.22	619.44	427.78	183.89		206.67
Kaimana	692.78	1038.89	731.11	758.89	788.89	591.67	354.44	206.67	

## 5. Jarak pembangkit di CLUSTER 5

	Kilometer				
	Saumlaki	Tual	Dobo	Timika	Merauke
Saumlaki		554	565	1020	1027
Tual	554		210	485	978
Dobo	565	210		352	936
Timika	1020	485	352		795
Merauke	1027	978	936	795	
	Nautical Miles				
	Saumlaki	Tual	Dobo	Timika	Merauke
Saumlaki		307.78	313.89	566.67	570.56
Tual	307.78		116.67	269.44	543.33
Dobo	313.89	116.67		195.56	520.00
Timika	566.67	269.44	195.56		441.67
Merauke	570.56	543.33	520.00	441.67	

## LAMPIRAN C DATA KAPAL

### 1. Shinju Maru

Shinju Maru		
Size	2,500.00	m3
Size	1,150.00	ton
Gross Tonnage	2,930.00	tonnage
Ship Cost	30,000,000.00	US\$
Speed	15.00	knot
Charter Rate	6,000.00	US\$/day
Ship Size Crew	12.00	person
Cargo Pump Capacity	370.00	m3/hour
Ship Unloading Time	7.00	hours
Ship Main Engine Power	2,562.00	BHP
Ship Main Engine MFO	7.90	ton/day
Ship Main Engine MDO	0.65	ton/day

### 2. Colar Methane

Coral Methane		
Size	7,500.00	m3
Size	3,450.00	ton
Gross Tonnage	7,833.00	tonnage
Ship Cost	60,000,000.00	US\$
Speed	16.00	knot
Charter Rate	9,500.00	US\$/day
Ship Size Crew	12.00	person

Coral Methane		
Cargo Pump Capacity	450.00	m3/hour
Ship Unloading Time	17.00	hours
Ship Main Engine Power	6,700.00	BHP
Ship Main Engine MFO	8.00	ton/day
Ship Main Engine MDO	0.80	ton/day

### 3. Norgas

Norgas		
Size	10,000.00	m3
Size	4,600.00	ton
Gross Tonnage	9,691.00	tonnage
Ship Cost	80,000,000.00	US\$
Speed	17.00	knot
Charter Rate	13,600.00	US\$/day
Ship Size Crew	12.00	person
Cargo Pump Capacity	480.00	m3/hour
Ship Unloading Time	21.00	hours
Ship Main Engine Power	9,648.00	BHP
Ship Main Engine MFO	10.00	ton/day
Ship Main Engine MDO	1.00	ton/day

### 4. Surya Aki

Surya Aki		
Size	19,500.00	m3
Size	8,970.00	ton
Gross Tonnage	20,524.00	tonnage
Ship Cost	120,000,000.00	US\$

Speed	19.00	knot
Charter Rate	21,000.00	US\$/day
Ship Size Crew	16.00	person
Cargo Pump Capacity	750.00	m3/hour
Ship Unloading Time	26.00	hours
Ship Main Engine Power	11,826.00	BHP
Ship Main Engine MFO	16.00	ton/day
Ship Main Engine MDO	-	ton/day

#### 5. Surya Satsuma

Surya Satsuma		
Size	23,000.00	m3
Size	10,580.00	ton
Gross Tonnage	20,017.00	tonnage
Ship Cost	14,000,000.00	US\$
Speed	17.00	knot
Charter Rate	25,000.00	US\$/day
Ship Size Crew	16.00	person
Cargo Pump Capacity	850.00	m3/hour
Ship Unloading Time	27.00	hours
Ship Main Engine Power	10,447.00	BHP
Ship Main Engine MFO	19.70	ton/day
Ship Main Engine MDO	-	ton/day



## LAMPIRAN D

### TRANSPORTATION COST

#### 1. Transportation Cost CLUSTER 1

CLUSTER 1		
ROUTE 1-2-3-4-1		
Ship that used	Coral Methane	
Distance	3618	km
	2010	nm
Demand	54.682	mmscfd
	2496.352	m3/day
Duration at sea / round trip	134.00	hours
Total Duration / round trip	189	hours
	7.9	days
TRANSPORTATION COST		
Demand / year	911168.5435	m <sup>3</sup> /year
Number of Voyage / year	122	times
Total Round Trip / year	960.75	days
MFO price	788	US\$/ton
MDO price	615	US\$/ton
Unit insurance cost	5	US\$/ton
MFO cost / year	5,980,860.90	US\$/year
MDO cost / year	384,059.81	US\$/year
Crew cost / year	288,000.00	US\$/year
Port Charge	112,645.04	US\$/year
Insurance Cost	2,104,500.00	US\$/year

Charter Ship	2,190,000.00	US\$/year
Total Transportation Cost	11,060,065.75	US\$/year

## 2. Transportation Cost CLUSTER 2

CLUSTER 2		
ROUTE 1-13-11-12-5-3-2-4-6-7-8-9-10-14-1		
Ship that used	Shinju Maru	
Distance	3641.4	km
	2023	nm
Demand	34.32	mmscfd
	1566.783	m3/day
Duration at sea / round trip	134.87	hours
Total Duration / round trip	349.8666667	hours
	14.6	days
TRANSPORTATION COST		
Demand / year	571875.6522	m <sup>3</sup> /year
Number of Voyage / year	229	times
Total Round Trip / year	3338.311111	days
MFO price	788	US\$/ton
MDO price	615	US\$/ton
Unit insurance cost	5	US\$/ton
MFO cost / year	20,781,654.33	US\$/year
MDO cost / year	1,334,489.87	US\$/year
Crew cost / year	288,000.00	US\$/year

Port Charge	83,704.08	US\$/year
Insurance Cost	1,316,750.00	US\$/year
Charter Ship	2,190,000.00	US\$/year
Total Transportation Cost	25,994,598.28	US\$/year

### 3. Transportation Cost Cluster 3

CLUSTER 3		
ROUTE 1-11-12-10-8-7-4-2-3-5-6-9-1		
Ship that used	Shinju Maru	
Distance	3385.3	km
	1880.722222	nm
Demand	26.76	mmscfd
	1221.652	m3/day
Duration at sea / round trip	125.38	hours
Total Duration / round trip	308.381	hours
	12.8	days
TRANSPORTATION COST		
Demand / year	445903.0435	m <sup>3</sup> /year
Number of Voyage / year	179	times
Total Round Trip / year	2300.011883	days
MFO price	788	US\$/ton
MDO price	615	US\$/ton
Unit insurance cost	5	US\$/ton
MFO cost / year	14,318,033.97	US\$/year
MDO cost / year	919,429.75	US\$/year

Crew cost / year	288,000.00	US\$/year
Port Charge	196,284.24	US\$/year
Insurance Cost	1,029,250.00	US\$/year
Charter Ship	2,190,000.00	US\$/year
Total Transportation Cost	18,940,997.96	US\$/year

#### 4. Transportation Cost Cluster 4

CLUSTER 4		
ROUTE 1-8-7-3-2-4-5-6-9-1		
Ship that used	Shinju Maru	
Distance	6361	km
	3533.888889	nm
Demand	35	mmscfd
	1597.826	m3/day
Duration at sea / round trip	235.59	hours
Total Duration / round trip	370.5925926	hours
	15.4	days
TRANSPORTATION COST		
Demand / year	583206.5217	m <sup>3</sup> /year
Number of Voyage / year	234	times
Total Round Trip / year	3613.277778	days
MFO price	788	US\$/ton
MDO price	615	US\$/ton
Unit insurance cost	5	US\$/ton
MFO cost / year	22,493,376.82	US\$/year

MDO cost / year	1,444,407.79	US\$/year
Crew cost / year	288,000.00	US\$/year
Port Charge	1,116,222.12	US\$/year
Insurance Cost	1,345,500.00	US\$/year
Charter Ship	2,190,000.00	US\$/year
Total Transportation Cost	28,877,506.73	US\$/year

## 5. Transportation Cost CLUSTER 5

CLUSTER 5		
ROUTE 1-5-4-3-2-1		
Ship that used	Shinju Maru	
Distance	2938	km
	1632.222	nm
Demand	10.74	mmscfd
	490.304	m3/day
Duration at sea / round trip	108.81	hours
Total Duration / round trip	179.8148148	hours
	7.5	days
TRANSPORTATION COST		
Demand / year	178961.087	m <sup>3</sup> /year
Number of Voyage / year	72	times
Total Round Trip / year	539.4444444	days
MFO price	788	US\$/ton
MDO price	615	US\$/ton
Unit insurance cost	5	US\$/ton

MFO cost / year	3,358,149.56	US\$/year
MDO cost / year	215,642.92	US\$/year
Crew cost / year	288,000.00	US\$/year
Port Charge	32,896.80	US\$/year
Insurance Cost	414,000.00	US\$/year
Charter Ship	2,190,000.00	US\$/year
Total Transportation Cost	6,498,689.27	US\$/year

#### 6. Transportation Cost Masela – Saumlaki

MASELA - SAUMLAKI		
Ship that used	Coral Methane	
Distance	300	km
	166.6666667	nm
Demand	161.5	mmscfd
	7372.826	m <sup>3</sup> /day
Duration at sea / round trip	10.4167	hours
Total Duration / round trip	53.4167	hours
	2.2	days
Demand / year	2691081.522	m <sup>3</sup> /year
Number of Voyage / year	359	times
Total Round Trip / year	799.0243056	days
TRANSPOTRTATION COST		
MFO price	788	US\$/ton
MDO price	615	US\$/ton
Unit insurance cost	5	US\$/ton
MFO cost / year	5,037,049.22	US\$/year

MDO cost / year	393,119.96	US\$/year
Crew cost / year	288,000.00	US\$/year
Port Charge	82,867.97	US\$/year
Insurance Cost	6,192,750.00	US\$/year
Charter Ship	3,467,500.00	US\$/year
Total Transportation Cost	15,461,287.15	US\$/year

## LAMPIRAN E

### KAJIAN EKONOMI

OPEX		
Operational Cost Ship		
Operational cost ship per year (CLUSTER 1)	US\$/year	11,060,065.75
Operational cost ship per year (CLUSTER 2)	US\$/year	25,994,598.28
Operational cost ship per year (CLUSTER 3)	US\$/year	18,940,997.96
Operational cost ship per year (CLUSTER 4)	US\$/year	28,877,506.73
Operational cost ship per year (CLUSTER 5)	US\$/year	6,498,689.27
Operational cost ship per year (Saumlaki - Masela)	US\$/year	15,461,287.15
Operational days	days	365.00
Operational cost per days (all Cluster + Masela)	US\$/days	292,693.55

Operational Cost Receiving Terminal		
LNG Loading Pump (12 hours work)	US\$/year	21,900.00
Others Electronic	US\$/year	876.00
Loading Arm (12 hours work)	US\$/year	6,570.00
Street Lights (14 hours work)	US\$/year	1,277.50
Building Lights (14 hours work)	US\$/year	191.63
2 Security (12 hours work)	US\$/year	9,048.00
4 Control Room (12 hours work)	US\$/year	18,096.00
4 Port Master (12 hours work)	US\$/year	18,096.00
Electricity Cost	US\$/kwh	0.10
<b>TOTAL OPERATIONAL COST</b>	<b>US\$/year</b>	<b>76,055.13</b>

CAPEX		
Receiving Terminal		
LNG Storage Tank	US\$/300 m3	185,000.00
LNG Storage Tank	US\$/1000 m3	750,000.00
LNG Loading Pump	US\$(m3/hour)	80,000.00
Cryogenic Pipe	US\$/m	770.00
Office	US\$	77,000.00
Jetty	US\$/m	13,300.00
Land Invest (NTB)	US\$/m2	414.00
Land Invest (NTT)	US\$/m2	151.00
Land Invest (Maluku)	US\$/m2	264.00
Land Invest (Papua)	US\$/m2	151.00



CLUSTER 1		
OPEX		
Name	Unit	Value (US\$)
Operational Ship Cost	1	11,060,065.75
Operational Cost Terminal for 3 Receiving Terminal	3	228,165.38
Property Tax for 3 Receiving Terminal	1	24,868.00
Maintenance for 3 Receiving Terminal	1	62,170.00
<b>TOTAL</b>		<b>11,375,269.13</b>

CAPEX		
Name	Unit	Value (US\$)
LNG Tank (1)	1800.00 m3	1,110,000.00
LNG Tank (2)	600.00 m3	370,000.00
LNG Tank (3)	600.00 m3	370,000.00
LNG Loading Pump (3 Receiving Terminal)	3 pump	240,000.00
Cryogenic Pipe (3 Receiving Terminal)	500 m/terminal	1,155,000.00
Office (3 Receiving Terminal)	3 office	231,000.00
Jetty (3 Receiving Terminal)	100 m/terminal	3,990,000.00
Land Invest (3 Receiving Terminal)	4000 m2/terminal	4,968,000.00
<b>TOTAL</b>		<b>12,434,000.00</b>

CLUSTER 2		
OPEX		
Name	Unit	Value (US\$)
Operational Ship Cost	1	25,994,598.28
Operational Cost Terminal for 13 Receiving Terminal	13	988,716.63
Property Tax for 13 Receiving Terminal	1	69,926.00
Maintenance for 13 Receiving Terminal	1	174,815.00
<b>TOTAL</b>		<b>27,228,055.90</b>

CAPEX		
Name	Unit	Value (US\$)
LNG Tank (1)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (2)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (3)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (4)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (5)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (6)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (7)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (8)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (9)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (10)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (11)	900.00 m3	555,000.00
LNG Tank (12)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (13)	300.00 m3	185,000.00
LNG Loading Pump (13 Receiving Terminal)	13 pump	1,040,000.00
Cryogenic Pipe (13 Receiving Terminal)	500 m/terminal	5,005,000.00
Office (13 Receiving Terminal)	13 office	1,001,000.00
Jetty (13 Receiving Terminal)	100 m/terminal	17,290,000.00
Land Invest (13 Receiving Terminal)	4000 m2/terminal	7,852,000.00
<b>TOTAL</b>		<b>34,963,000.00</b>

CLUSTER 3		
OPEX		
Name	Unit	Value (US\$)
Operational Ship Cost	1	18,940,997.96
Operational Cost Terminal for 11 Receiving Terminal	11	836,606.38
Property Tax for 11 Receiving Terminal	1	68,856.00
Maintenance for 11 Receiving Terminal	1	172,140.00
<b>TOTAL</b>		<b>20,018,600.34</b>

CAPEX		
Name	Unit	Value (US\$)
LNG Tank (1)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (2)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (3)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (4)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (5)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (6)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (7)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (8)	600.00 m3	370,000.00
LNG Tank (9)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (10)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (11)	300.00 m3	185,000.00
LNG Loading Pump (11 Receiving Terminal)	11 pump	880,000.00
Cryogenic Pipe (11 Receiving Terminal)	500 m/terminal	4,235,000.00
Office (11 Receiving Terminal)	11 office	847,000.00
Jetty (11 Receiving Terminal)	100 m/terminal	14,630,000.00
Land Invest (11 Receiving Terminal)	4000 m2/terminal	11,616,000.00
<b>TOTAL</b>		<b>34,428,000.00</b>

CLUSTER 4		
OPEX		
Name	Unit	Value (US\$)
Operational Ship Cost	1	28,877,506.73
Operational Cost Terminal for 8 Receiving Terminal	8	608,441.00
Property Tax for 8 Receiving Terminal	1	43,686.00
Maintenance for 8 Receiving Terminal	1	109,215.00
<b>TOTAL</b>		<b>29,638,848.73</b>

CAPEX		
Name	Unit	Value (US\$)
LNG Tank (1)	900.00 m3	555,000.00
LNG Tank (2)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (3)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (4)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (5)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (6)	600.00 m3	370,000.00
LNG Tank (7)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (8)	300.00 m3	185,000.00
LNG Loading Pump (8 Receiving Terminal)	8 pump	640,000.00
Cryogenic Pipe (8 Receiving Terminal)	500 m/terminal	3,080,000.00
Office (8 Receiving Terminal)	8 office	616,000.00
Jetty (8 Receiving Terminal)	100 m/terminal	10,640,000.00
Land Invest (8 Receiving Terminal)	4000 m2/terminal	4,832,000.00
<b>TOTAL</b>		<b>21,843,000.00</b>

CLUSTER 5		
OPEX		
Name	Unit	Value (US\$)
Operational Ship Cost	1	6,498,689.27
Operational Cost Terminal for 4 Receiving Terminal	4	304,220.50
Property Tax for 4 Receiving Terminal	1	23,096.00
Maintenance for 4 Receiving Terminal	1	57,740.00
<b>TOTAL</b>		<b>6,883,745.77</b>

CAPEX		
Name	Unit	Value (US\$)
LNG Tank (1)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (2)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (3)	300.00 m3	185,000.00
LNG Tank (4)	300.00 m3	185,000.00
LNG Loading Pump (4 Receiving Terminal)	4 pump	320,000.00
Cryogenic Pipe (4 Receiving Terminal)	500 m/terminal	1,540,000.00
Office (4 Receiving Terminal)	4 office	308,000.00
Jetty (4 Receiving Terminal)	100 m/terminal	5,320,000.00
Land Invest (2 Receiving Terminal)	4000 m2/terminal	2,112,000.00
Land Invest (2 Receiving Terminal)	4000 m2/terminal	1,208,000.00
<b>TOTAL</b>		<b>11,548,000.00</b>

MASELA - SAUMLAKI		
OPEX		
Name	Unit	Value (US\$)
Operational Ship Cost	1	15,461,287.15
Operational Cost Terminal for 1 Receiving Terminal	1	76,055.13
Property Tax for 1 Receiving Terminal	1	337,502.00
Maintenance for 1 Receiving Terminal	1	843,755.00
<b>TOTAL</b>		<b>16,718,599.28</b>

CAPEX		
Name	Unit	Value (US\$)
LNG Tank (1)	225000.00 m3	166,275,000.00
LNG Loading Pump (1 Receiving Terminal)	1 pump	80,000.00
Cryogenic Pipe (1 Receiving Terminal)	500 m/terminal	385,000.00
Office (1 Receiving Terminal)	1 office	77,000.00
Jetty (1 Receiving Terminal)	100 m/terminal	1,330,000.00
Land Invest (1 Receiving Terminal)	4000 m2/terminal	604,000.00
<b>TOTAL</b>		<b>168,751,000.00</b>

**ALL CLUSTER - MARGIN \$3.1**

INPUT	
CAPEX	\$ 283,967,000
OPEX	\$ 111,863,119
LNG Purchase /mmbtu	\$ 8.0
Margin per mmbtu	\$ 3.1
LNG Selling /mmbtu	\$ 11.1
Annual Revenue	\$ 176,857,878
Depreciation	\$ 12,778,515
Inflation	5%

LOANS	
Investation	\$ 283,967,000
Loans Percentage	50%
Loans Periode	20
Loans	\$ 141,983,500
Interest	10.25%

OUTPUT	
NPV	\$ (1,950,767)
IRR	5%
PP	0.0

No	Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
1	2018	\$ 16,962,801	\$ 2,409,493	\$ 14,553,309	\$139,574,007
2	2019	\$ 16,962,801	\$ 2,656,466	\$ 14,306,336	\$136,917,542
3	2020	\$ 16,962,801	\$ 2,928,753	\$ 14,034,048	\$133,988,788
4	2021	\$ 16,962,801	\$ 3,228,951	\$ 13,733,851	\$130,759,837
5	2022	\$ 16,962,801	\$ 3,559,918	\$ 13,402,883	\$127,199,919
6	2023	\$ 16,962,801	\$ 3,924,810	\$ 13,037,992	\$123,275,110
7	2024	\$ 16,962,801	\$ 4,327,103	\$ 12,635,699	\$118,948,007
8	2025	\$ 16,962,801	\$ 4,770,631	\$ 12,192,171	\$114,177,376
9	2026	\$ 16,962,801	\$ 5,259,620	\$ 11,703,181	\$108,917,756
10	2027	\$ 16,962,801	\$ 5,798,731	\$ 11,164,070	\$103,119,024
11	2028	\$ 16,962,801	\$ 6,393,101	\$ 10,569,700	\$ 96,725,923
12	2029	\$ 16,962,801	\$ 7,048,394	\$ 9,914,407	\$ 89,677,528
13	2030	\$ 16,962,801	\$ 7,770,855	\$ 9,191,947	\$ 81,906,674
14	2031	\$ 16,962,801	\$ 8,567,367	\$ 8,395,434	\$ 73,339,306
15	2032	\$ 16,962,801	\$ 9,445,523	\$ 7,517,279	\$ 63,893,784
16	2033	\$ 16,962,801	\$ 10,413,689	\$ 6,549,113	\$ 53,480,095
17	2034	\$ 16,962,801	\$ 11,481,092	\$ 5,481,710	\$ 41,999,003
18	2035	\$ 16,962,801	\$ 12,657,904	\$ 4,304,898	\$ 29,341,100
19	2036	\$ 16,962,801	\$ 13,955,339	\$ 3,007,463	\$ 15,385,761
20	2037	\$ 16,962,801	\$ 15,385,761	\$ 1,577,040	\$ 0

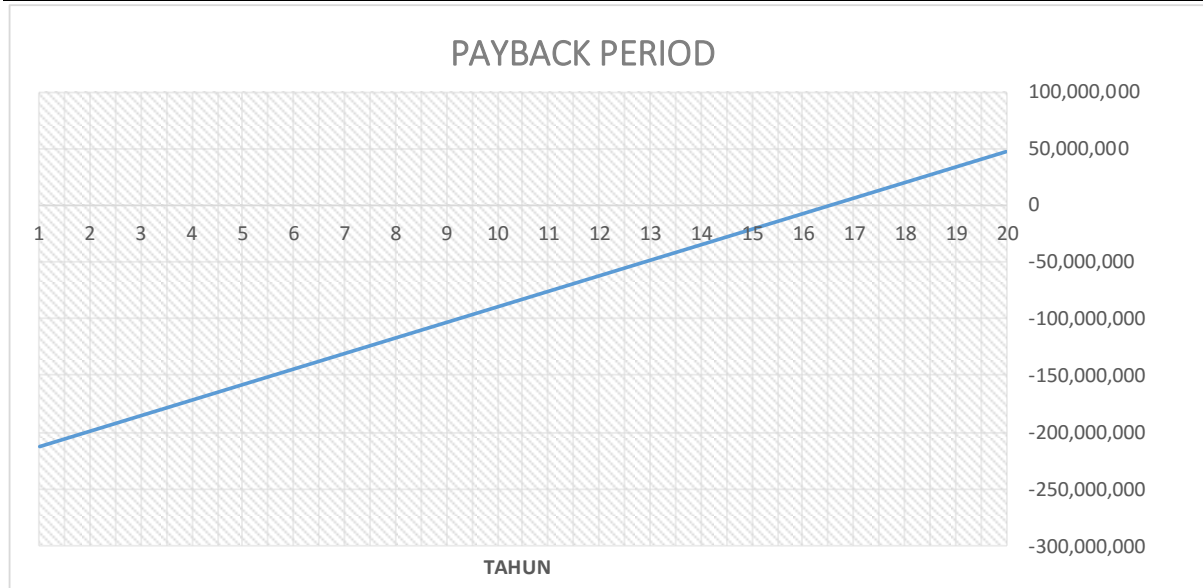
**ALL CLUSTER - MARGIN \$3.1**

No	Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
1	2018	\$283,967,000			\$ 14,553,309			
2	2019		\$ 176,857,878	\$ 111,863,119	\$ 14,306,336	\$ 12,778,515	\$ 37,909,908	\$ 9,467,584
3	2020		\$ 176,857,878	\$ 114,100,382	\$ 14,034,048	\$ 12,778,515	\$ 35,944,933	\$ 8,976,853
4	2021		\$ 176,857,878	\$ 116,382,389	\$ 13,733,851	\$ 12,778,515	\$ 33,963,123	\$ 8,481,917
5	2022		\$ 176,857,878	\$ 118,710,037	\$ 13,402,883	\$ 12,778,515	\$ 31,966,442	\$ 7,983,268
6	2023		\$ 176,857,878	\$ 121,084,238	\$ 13,037,992	\$ 12,778,515	\$ 29,957,133	\$ 7,481,465
7	2024		\$ 176,857,878	\$ 123,505,922	\$ 12,635,699	\$ 12,778,515	\$ 27,937,741	\$ 6,977,145
8	2025		\$ 176,857,878	\$ 125,976,041	\$ 12,192,171	\$ 12,778,515	\$ 25,911,151	\$ 6,471,026
9	2026		\$ 176,857,878	\$ 128,495,562	\$ 11,703,181	\$ 12,778,515	\$ 23,880,620	\$ 5,963,923
10	2027		\$ 176,857,878	\$ 131,065,473	\$ 11,164,070	\$ 12,778,515	\$ 21,849,820	\$ 5,456,753
11	2028		\$ 176,857,878	\$ 133,686,782	\$ 10,569,700	\$ 12,778,515	\$ 19,822,880	\$ 4,950,547
12	2029		\$ 176,857,878	\$ 136,360,518	\$ 9,914,407	\$ 12,778,515	\$ 17,804,437	\$ 4,446,463
13	2030		\$ 176,857,878	\$ 139,087,728	\$ 9,191,947	\$ 12,778,515	\$ 15,799,688	\$ 3,945,799
14	2031		\$ 176,857,878	\$ 141,869,483	\$ 8,395,434	\$ 12,778,515	\$ 13,814,446	\$ 3,450,006
15	2032		\$ 176,857,878	\$ 144,706,873	\$ 7,517,279	\$ 12,778,515	\$ 11,855,211	\$ 2,960,709
16	2033		\$ 176,857,878	\$ 147,601,010	\$ 6,549,113	\$ 12,778,515	\$ 9,929,240	\$ 2,479,719
17	2034		\$ 176,857,878	\$ 150,553,030	\$ 5,481,710	\$ 12,778,515	\$ 8,044,623	\$ 2,009,056
18	2035		\$ 176,857,878	\$ 153,564,091	\$ 4,304,898	\$ 12,778,515	\$ 6,210,374	\$ 1,550,973
19	2036		\$ 176,857,878	\$ 156,635,373	\$ 3,007,463	\$ 12,778,515	\$ 4,436,527	\$ 1,107,974
20	2037		\$ 176,857,878	\$ 159,768,080	\$ 1,577,040	\$ 12,778,515	\$ 2,734,242	\$ 682,847

---

**ALL CLUSTER - MARGIN \$3.1**

---



**ALL CLUSTER - MARGIN \$3.3**

INPUT	
CAPEX	\$ 283,967,000
OPEX	\$ 111,863,119
LNG Purchase /mmbtu	\$ 8.0
Margin per mmbtu	\$ 3.3
LNG Selling /mmbtu	\$ 11.3
Annual Revenue	\$ 188,268,063
Depreciation	\$ 12,778,515
Inflation	5%

LOANS	
Investation	\$ 283,967,000
Loans Percentage	50%
Loans Periode	20
Loans	\$ 141,983,500
Interest	10.25%

OUTPUT	
NPV	\$ 96,521,335
IRR	10%
PP	9.0

No	Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
1	2018	\$ 16,962,801	\$ 2,409,493	\$ 14,553,309	\$139,574,007
2	2019	\$ 16,962,801	\$ 2,656,466	\$ 14,306,336	\$136,917,542
3	2020	\$ 16,962,801	\$ 2,928,753	\$ 14,034,048	\$133,988,788
4	2021	\$ 16,962,801	\$ 3,228,951	\$ 13,733,851	\$130,759,837
5	2022	\$ 16,962,801	\$ 3,559,918	\$ 13,402,883	\$127,199,919
6	2023	\$ 16,962,801	\$ 3,924,810	\$ 13,037,992	\$123,275,110
7	2024	\$ 16,962,801	\$ 4,327,103	\$ 12,635,699	\$118,948,007
8	2025	\$ 16,962,801	\$ 4,770,631	\$ 12,192,171	\$114,177,376
9	2026	\$ 16,962,801	\$ 5,259,620	\$ 11,703,181	\$108,917,756
10	2027	\$ 16,962,801	\$ 5,798,731	\$ 11,164,070	\$103,119,024
11	2028	\$ 16,962,801	\$ 6,393,101	\$ 10,569,700	\$ 96,725,923
12	2029	\$ 16,962,801	\$ 7,048,394	\$ 9,914,407	\$ 89,677,528
13	2030	\$ 16,962,801	\$ 7,770,855	\$ 9,191,947	\$ 81,906,674
14	2031	\$ 16,962,801	\$ 8,567,367	\$ 8,395,434	\$ 73,339,306
15	2032	\$ 16,962,801	\$ 9,445,523	\$ 7,517,279	\$ 63,893,784
16	2033	\$ 16,962,801	\$ 10,413,689	\$ 6,549,113	\$ 53,480,095
17	2034	\$ 16,962,801	\$ 11,481,092	\$ 5,481,710	\$ 41,999,003
18	2035	\$ 16,962,801	\$ 12,657,904	\$ 4,304,898	\$ 29,341,100
19	2036	\$ 16,962,801	\$ 13,955,339	\$ 3,007,463	\$ 15,385,761
20	2037	\$ 16,962,801	\$ 15,385,761	\$ 1,577,040	\$ 0

---

**ALL CLUSTER - MARGIN \$3.3**

---

No	Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
1	2018	\$283,967,000			\$ 14,553,309			
2	2019		\$ 188,268,063	\$ 111,863,119	\$ 14,306,336	\$ 12,778,515	\$ 49,320,093	\$ 12,330,023
3	2020		\$ 188,268,063	\$ 114,100,382	\$ 14,034,048	\$ 12,778,515	\$ 47,355,119	\$ 11,838,780
4	2021		\$ 188,268,063	\$ 116,382,389	\$ 13,733,851	\$ 12,778,515	\$ 45,373,308	\$ 11,343,327
5	2022		\$ 188,268,063	\$ 118,710,037	\$ 13,402,883	\$ 12,778,515	\$ 43,376,628	\$ 10,844,157
6	2023		\$ 188,268,063	\$ 121,084,238	\$ 13,037,992	\$ 12,778,515	\$ 41,367,319	\$ 10,341,830
7	2024		\$ 188,268,063	\$ 123,505,922	\$ 12,635,699	\$ 12,778,515	\$ 39,347,927	\$ 9,836,982
8	2025		\$ 188,268,063	\$ 125,976,041	\$ 12,192,171	\$ 12,778,515	\$ 37,321,337	\$ 9,321,185
9	2026		\$ 188,268,063	\$ 128,495,562	\$ 11,703,181	\$ 12,778,515	\$ 35,290,806	\$ 8,814,050
10	2027		\$ 188,268,063	\$ 131,065,473	\$ 11,164,070	\$ 12,778,515	\$ 33,260,005	\$ 8,306,848
11	2028		\$ 188,268,063	\$ 133,686,782	\$ 10,569,700	\$ 12,778,515	\$ 31,233,066	\$ 7,800,610
12	2029		\$ 188,268,063	\$ 136,360,518	\$ 9,914,407	\$ 12,778,515	\$ 29,214,623	\$ 7,296,494
13	2030		\$ 188,268,063	\$ 139,087,728	\$ 9,191,947	\$ 12,778,515	\$ 27,209,873	\$ 6,795,798
14	2031		\$ 188,268,063	\$ 141,869,483	\$ 8,395,434	\$ 12,778,515	\$ 25,224,631	\$ 6,299,974
15	2032		\$ 188,268,063	\$ 144,706,873	\$ 7,517,279	\$ 12,778,515	\$ 23,265,397	\$ 5,810,646
16	2033		\$ 188,268,063	\$ 147,601,010	\$ 6,549,113	\$ 12,778,515	\$ 21,339,425	\$ 5,329,625
17	2034		\$ 188,268,063	\$ 150,553,030	\$ 5,481,710	\$ 12,778,515	\$ 19,454,808	\$ 4,858,933
18	2035		\$ 188,268,063	\$ 153,564,091	\$ 4,304,898	\$ 12,778,515	\$ 17,620,560	\$ 4,400,820
19	2036		\$ 188,268,063	\$ 156,635,373	\$ 3,007,463	\$ 12,778,515	\$ 15,846,713	\$ 3,957,793
20	2037		\$ 188,268,063	\$ 159,768,080	\$ 1,577,040	\$ 12,778,515	\$ 14,144,428	\$ 3,532,639



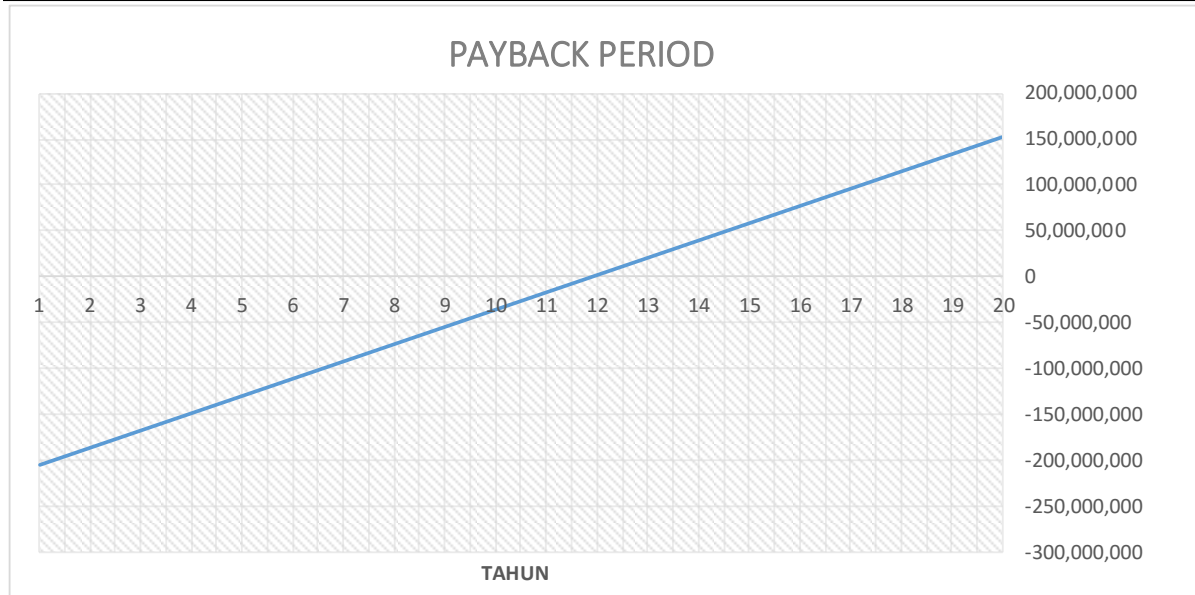
**ALL CLUSTER - MARGIN \$3.3**

No	Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Discount factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow	Pay back Periode	
1	2018		\$ 2,409,493	\$(286,376,493)	\$ 0.95	\$(272,739,517)	\$(272,739,517)	0	0
2	2019	\$ 49,768,585	\$ 2,656,466	\$ 47,112,119	\$ 0.91	\$ 42,732,081	\$(230,007,436)	0	0
3	2020	\$ 48,294,854	\$ 2,928,753	\$ 45,366,101	\$ 0.86	\$ 39,188,943	\$(190,818,492)	0	0
4	2021	\$ 46,808,496	\$ 3,228,951	\$ 43,579,546	\$ 0.82	\$ 35,853,000	\$(154,965,492)	0	0
5	2022	\$ 45,310,986	\$ 3,559,918	\$ 41,751,068	\$ 0.78	\$ 32,713,054	\$(122,252,438)	0	0
6	2023	\$ 43,804,004	\$ 3,924,810	\$ 39,879,194	\$ 0.75	\$ 29,758,469	\$ (92,493,969)	0	0
7	2024	\$ 42,289,460	\$ 4,327,103	\$ 37,962,358	\$ 0.71	\$ 26,979,139	\$ (65,514,831)	0	0
8	2025	\$ 40,778,667	\$ 4,770,631	\$ 36,008,036	\$ 0.68	\$ 24,371,656	\$ (41,143,174)	0	0
9	2026	\$ 39,255,271	\$ 5,259,620	\$ 33,995,650	\$ 0.64	\$ 21,913,899	\$ (19,229,275)	0	0
10	2027	\$ 37,731,673	\$ 5,798,731	\$ 31,932,941	\$ 0.61	\$ 19,604,056	\$ 374,781	1	8.981
11	2028	\$ 36,210,971	\$ 6,393,101	\$ 29,817,870	\$ 0.58	\$ 17,433,891	\$ 17,808,672	2	0
12	2029	\$ 34,696,644	\$ 7,048,394	\$ 27,648,250	\$ 0.56	\$ 15,395,580	\$ 33,204,252	3	0
13	2030	\$ 33,192,590	\$ 7,770,855	\$ 25,421,736	\$ 0.53	\$ 13,481,689	\$ 46,685,941	4	0
14	2031	\$ 31,703,172	\$ 8,567,367	\$ 23,135,805	\$ 0.51	\$ 11,685,154	\$ 58,371,094	5	0
15	2032	\$ 30,233,266	\$ 9,445,523	\$ 20,787,744	\$ 0.48	\$ 9,999,260	\$ 68,370,354	6	0
16	2033	\$ 28,788,315	\$ 10,413,689	\$ 18,374,627	\$ 0.46	\$ 8,417,628	\$ 76,787,983	7	0
17	2034	\$ 27,374,391	\$ 11,481,092	\$ 15,893,299	\$ 0.44	\$ 6,934,194	\$ 83,722,176	8	0
18	2035	\$ 25,998,254	\$ 12,657,904	\$ 13,340,351	\$ 0.42	\$ 5,543,191	\$ 89,265,368	9	0
19	2036	\$ 24,667,434	\$ 13,955,339	\$ 10,712,096	\$ 0.40	\$ 4,239,140	\$ 93,504,508	10	0
20	2037	\$ 23,390,303	\$ 15,385,761	\$ 8,004,542	\$ 0.38	\$ 3,016,828	\$ 96,521,335	11	0

---

**ALL CLUSTER - MARGIN \$3.3**

---



**ALL CLUSTER - MARGIN \$3.5**

INPUT	
CAPEX	\$283,967,000
OPEX	\$111,863,119
LNG Purchase /mmbtu	\$ 8.0
Margin per mmbtu	\$ 3.5
LNG Selling /mmbtu	\$ 11.5
Annual Revenue	\$199,678,249
Depreciation	\$ 12,778,515
Inflation	5%

LOANS	
Investation	\$283,967,000
Loans Percentage	50%
Loans Periode	20
Loans	\$141,983,500
Interest	10.25%

OUTPUT	
NPV	\$194,996,762
IRR	15%
PP	6.8

No	Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
1	2018	\$ 16,962,801	\$ 2,409,493	\$ 14,553,309	\$139,574,007
2	2019	\$ 16,962,801	\$ 2,656,466	\$ 14,306,336	\$136,917,542
3	2020	\$ 16,962,801	\$ 2,928,753	\$ 14,034,048	\$133,988,788
4	2021	\$ 16,962,801	\$ 3,228,951	\$ 13,733,851	\$130,759,837
5	2022	\$ 16,962,801	\$ 3,559,918	\$ 13,402,883	\$127,199,919
6	2023	\$ 16,962,801	\$ 3,924,810	\$ 13,037,992	\$123,275,110
7	2024	\$ 16,962,801	\$ 4,327,103	\$ 12,635,699	\$118,948,007
8	2025	\$ 16,962,801	\$ 4,770,631	\$ 12,192,171	\$114,177,376
9	2026	\$ 16,962,801	\$ 5,259,620	\$ 11,703,181	\$108,917,756
10	2027	\$ 16,962,801	\$ 5,798,731	\$ 11,164,070	\$103,119,024
11	2028	\$ 16,962,801	\$ 6,393,101	\$ 10,569,700	\$ 96,725,923
12	2029	\$ 16,962,801	\$ 7,048,394	\$ 9,914,407	\$ 89,677,528
13	2030	\$ 16,962,801	\$ 7,770,855	\$ 9,191,947	\$ 81,906,674
14	2031	\$ 16,962,801	\$ 8,567,367	\$ 8,395,434	\$ 73,339,306
15	2032	\$ 16,962,801	\$ 9,445,523	\$ 7,517,279	\$ 63,893,784
16	2033	\$ 16,962,801	\$ 10,413,689	\$ 6,549,113	\$ 53,480,095
17	2034	\$ 16,962,801	\$ 11,481,092	\$ 5,481,710	\$ 41,999,003
18	2035	\$ 16,962,801	\$ 12,657,904	\$ 4,304,898	\$ 29,341,100
19	2036	\$ 16,962,801	\$ 13,955,339	\$ 3,007,463	\$ 15,385,761
20	2037	\$ 16,962,801	\$ 15,385,761	\$ 1,577,040	\$ 0

**ALL CLUSTER - MARGIN \$3.5**

No	Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
1	2018	\$283,967,000			\$ 14,553,309			
2	2019		\$199,678,249	\$ 111,863,119	\$ 14,306,336	\$ 12,778,515	\$ 60,730,279	\$ 15,182,570
3	2020		\$199,678,249	\$ 114,100,382	\$ 14,034,048	\$ 12,778,515	\$ 58,765,304	\$ 14,691,326
4	2021		\$199,678,249	\$ 116,382,389	\$ 13,733,851	\$ 12,778,515	\$ 56,783,494	\$ 14,195,873
5	2022		\$199,678,249	\$ 118,710,037	\$ 13,402,883	\$ 12,778,515	\$ 54,786,814	\$ 13,696,703
6	2023		\$199,678,249	\$ 121,084,238	\$ 13,037,992	\$ 12,778,515	\$ 52,777,504	\$ 13,194,376
7	2024		\$199,678,249	\$ 123,505,922	\$ 12,635,699	\$ 12,778,515	\$ 50,758,113	\$ 12,689,528
8	2025		\$199,678,249	\$ 125,976,041	\$ 12,192,171	\$ 12,778,515	\$ 48,731,522	\$ 12,182,881
9	2026		\$199,678,249	\$ 128,495,562	\$ 11,703,181	\$ 12,778,515	\$ 46,700,991	\$ 11,675,248
10	2027		\$199,678,249	\$ 131,065,473	\$ 11,164,070	\$ 12,778,515	\$ 44,670,191	\$ 11,167,548
11	2028		\$199,678,249	\$ 133,686,782	\$ 10,569,700	\$ 12,778,515	\$ 42,643,252	\$ 10,660,813
12	2029		\$199,678,249	\$ 136,360,518	\$ 9,914,407	\$ 12,778,515	\$ 40,624,809	\$ 10,156,202
13	2030		\$199,678,249	\$ 139,087,728	\$ 9,191,947	\$ 12,778,515	\$ 38,620,059	\$ 9,655,015
14	2031		\$199,678,249	\$ 141,869,483	\$ 8,395,434	\$ 12,778,515	\$ 36,634,817	\$ 9,150,236
15	2032		\$199,678,249	\$ 144,706,873	\$ 7,517,279	\$ 12,778,515	\$ 34,675,582	\$ 8,660,881
16	2033		\$199,678,249	\$ 147,601,010	\$ 6,549,113	\$ 12,778,515	\$ 32,749,611	\$ 8,179,833
17	2034		\$199,678,249	\$ 150,553,030	\$ 5,481,710	\$ 12,778,515	\$ 30,864,994	\$ 7,709,114
18	2035		\$199,678,249	\$ 153,564,091	\$ 4,304,898	\$ 12,778,515	\$ 29,030,745	\$ 7,250,976
19	2036		\$199,678,249	\$ 156,635,373	\$ 3,007,463	\$ 12,778,515	\$ 27,256,898	\$ 6,807,924
20	2037		\$199,678,249	\$ 159,768,080	\$ 1,577,040	\$ 12,778,515	\$ 25,554,613	\$ 6,382,747

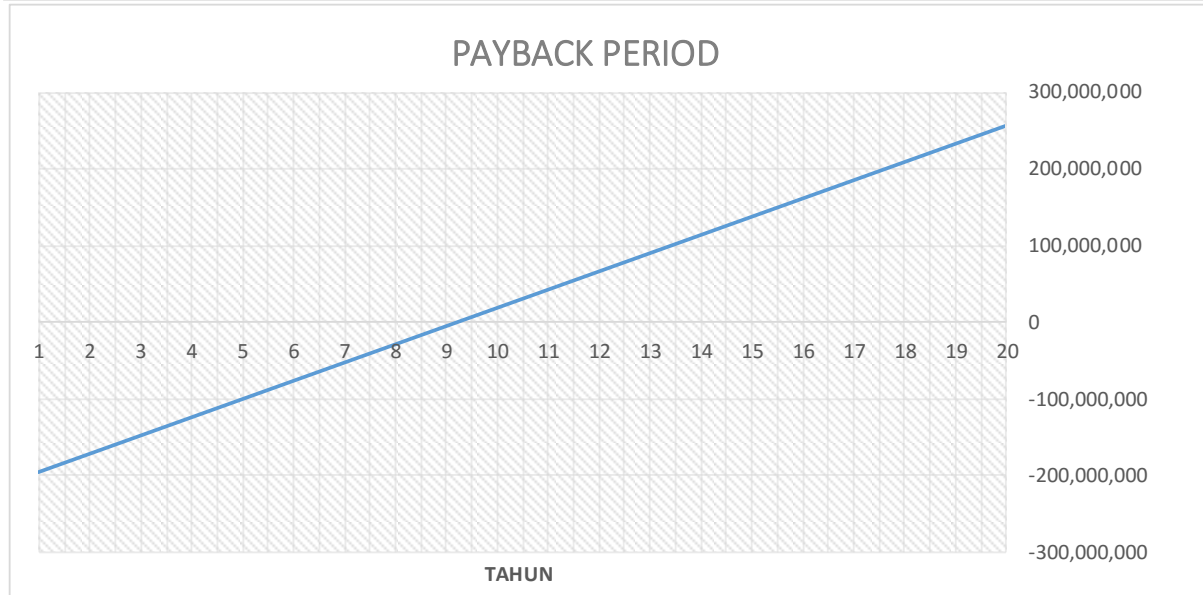
**ALL CLUSTER - MARGIN \$3.5**

No	Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Discount factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018		\$ 2,409,493	\$ (286,376,493)	\$ 0.95	\$ (272,739,517)	\$ (272,739,517)	0	0
2	2019	\$ 58,326,224	\$ 2,656,466	\$ 55,669,759	\$ 0.91	\$ 50,494,112	\$ (222,245,405)	0	0
3	2020	\$ 56,852,493	\$ 2,928,753	\$ 53,923,740	\$ 0.86	\$ 46,581,354	\$ (175,664,051)	0	0
4	2021	\$ 55,366,135	\$ 3,228,951	\$ 52,137,185	\$ 0.82	\$ 42,893,391	\$ (132,770,660)	0	0
5	2022	\$ 53,868,625	\$ 3,559,918	\$ 50,308,707	\$ 0.78	\$ 39,418,188	\$ (93,352,471)	0	0
6	2023	\$ 52,361,643	\$ 3,924,810	\$ 48,436,834	\$ 0.75	\$ 36,144,311	\$ (57,208,160)	0	0
7	2024	\$ 50,847,100	\$ 4,327,103	\$ 46,519,997	\$ 0.71	\$ 33,060,893	\$ (24,147,267)	0	0
8	2025	\$ 49,327,157	\$ 4,770,631	\$ 44,556,526	\$ 0.68	\$ 30,157,611	\$ 6,010,343	1	7
9	2026	\$ 47,804,258	\$ 5,259,620	\$ 42,544,638	\$ 0.64	\$ 27,424,653	\$ 33,434,996	2	0
10	2027	\$ 46,281,158	\$ 5,798,731	\$ 40,482,427	\$ 0.61	\$ 24,852,698	\$ 58,287,695	3	0
11	2028	\$ 44,760,954	\$ 6,393,101	\$ 38,367,852	\$ 0.58	\$ 22,432,889	\$ 80,720,583	4	0
12	2029	\$ 43,247,122	\$ 7,048,394	\$ 36,198,727	\$ 0.56	\$ 20,156,806	\$ 100,877,389	5	0
13	2030	\$ 41,743,559	\$ 7,770,855	\$ 33,972,704	\$ 0.53	\$ 18,016,450	\$ 118,893,839	6	0
14	2031	\$ 40,263,096	\$ 8,567,367	\$ 31,695,728	\$ 0.51	\$ 16,008,497	\$ 134,902,336	7	0
15	2032	\$ 38,793,217	\$ 9,445,523	\$ 29,347,694	\$ 0.48	\$ 14,116,743	\$ 149,019,079	8	0
16	2033	\$ 37,348,293	\$ 10,413,689	\$ 26,934,604	\$ 0.46	\$ 12,339,053	\$ 161,358,131	9	0
17	2034	\$ 35,934,395	\$ 11,481,092	\$ 24,453,303	\$ 0.44	\$ 10,668,895	\$ 172,027,026	10	0
18	2035	\$ 34,558,284	\$ 12,657,904	\$ 21,900,380	\$ 0.42	\$ 9,100,060	\$ 181,127,087	11	0
19	2036	\$ 33,227,489	\$ 13,955,339	\$ 19,272,150	\$ 0.40	\$ 7,626,644	\$ 188,753,731	12	0
20	2037	\$ 31,950,382	\$ 15,385,761	\$ 16,564,621	\$ 0.38	\$ 6,243,031	\$ 194,996,762	13	0

---

**ALL CLUSTER - MARGIN \$3.5**

---



**ALL CLUSTER - MARGIN \$3.7**

INPUT	
CAPEX	\$283,967,000
OPEX	\$111,863,119
LNG Purchase /mmbtu	\$ 8.0
Margin per mmbtu	\$ 3.7
LNG Selling /mmbtu	\$ 11.7
Annual Revenue	\$211,088,435
Depreciation	\$ 12,778,515
Inflation	5%

LOANS	
Investation	\$283,967,000
Loans Percentage	50%
Loans Periode	20
Loans	\$141,983,500
Interest	10.25%

OUTPUT	
NPV	\$293,474,556
IRR	19%
PP	5.6

No	Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
1	2018	\$ 16,962,801	\$ 2,409,493	\$ 14,553,309	\$139,574,007
2	2019	\$ 16,962,801	\$ 2,656,466	\$ 14,306,336	\$136,917,542
3	2020	\$ 16,962,801	\$ 2,928,753	\$ 14,034,048	\$133,988,788
4	2021	\$ 16,962,801	\$ 3,228,951	\$ 13,733,851	\$130,759,837
5	2022	\$ 16,962,801	\$ 3,559,918	\$ 13,402,883	\$127,199,919
6	2023	\$ 16,962,801	\$ 3,924,810	\$ 13,037,992	\$123,275,110
7	2024	\$ 16,962,801	\$ 4,327,103	\$ 12,635,699	\$118,948,007
8	2025	\$ 16,962,801	\$ 4,770,631	\$ 12,192,171	\$114,177,376
9	2026	\$ 16,962,801	\$ 5,259,620	\$ 11,703,181	\$108,917,756
10	2027	\$ 16,962,801	\$ 5,798,731	\$ 11,164,070	\$103,119,024
11	2028	\$ 16,962,801	\$ 6,393,101	\$ 10,569,700	\$ 96,725,923
12	2029	\$ 16,962,801	\$ 7,048,394	\$ 9,914,407	\$ 89,677,528
13	2030	\$ 16,962,801	\$ 7,770,855	\$ 9,191,947	\$ 81,906,674
14	2031	\$ 16,962,801	\$ 8,567,367	\$ 8,395,434	\$ 73,339,306
15	2032	\$ 16,962,801	\$ 9,445,523	\$ 7,517,279	\$ 63,893,784
16	2033	\$ 16,962,801	\$ 10,413,689	\$ 6,549,113	\$ 53,480,095
17	2034	\$ 16,962,801	\$ 11,481,092	\$ 5,481,710	\$ 41,999,003
18	2035	\$ 16,962,801	\$ 12,657,904	\$ 4,304,898	\$ 29,341,100
19	2036	\$ 16,962,801	\$ 13,955,339	\$ 3,007,463	\$ 15,385,761
20	2037	\$ 16,962,801	\$ 15,385,761	\$ 1,577,040	\$ 0

---

**ALL CLUSTER - MARGIN \$3.7**

---

No	Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
1	2018	\$283,967,000			\$ 14,553,309			
2	2019		\$211,088,435	\$ 111,863,119	\$ 14,306,336	\$ 12,778,515	\$ 72,140,465	\$ 18,035,116
3	2020		\$211,088,435	\$ 114,100,382	\$ 14,034,048	\$ 12,778,515	\$ 70,175,490	\$ 17,543,873
4	2021		\$211,088,435	\$ 116,382,389	\$ 13,733,851	\$ 12,778,515	\$ 68,193,680	\$ 17,048,420
5	2022		\$211,088,435	\$ 118,710,037	\$ 13,402,883	\$ 12,778,515	\$ 66,196,999	\$ 16,549,250
6	2023		\$211,088,435	\$ 121,084,238	\$ 13,037,992	\$ 12,778,515	\$ 64,187,690	\$ 16,046,923
7	2024		\$211,088,435	\$ 123,505,922	\$ 12,635,699	\$ 12,778,515	\$ 62,168,298	\$ 15,542,075
8	2025		\$211,088,435	\$ 125,976,041	\$ 12,192,171	\$ 12,778,515	\$ 60,141,708	\$ 15,035,427
9	2026		\$211,088,435	\$ 128,495,562	\$ 11,703,181	\$ 12,778,515	\$ 58,111,177	\$ 14,527,794
10	2027		\$211,088,435	\$ 131,065,473	\$ 11,164,070	\$ 12,778,515	\$ 56,080,377	\$ 14,020,094
11	2028		\$211,088,435	\$ 133,686,782	\$ 10,569,700	\$ 12,778,515	\$ 54,053,437	\$ 13,513,359
12	2029		\$211,088,435	\$ 136,360,518	\$ 9,914,407	\$ 12,778,515	\$ 52,034,994	\$ 13,008,749
13	2030		\$211,088,435	\$ 139,087,728	\$ 9,191,947	\$ 12,778,515	\$ 50,030,244	\$ 12,507,561
14	2031		\$211,088,435	\$ 141,869,483	\$ 8,395,434	\$ 12,778,515	\$ 48,045,003	\$ 12,011,251
15	2032		\$211,088,435	\$ 144,706,873	\$ 7,517,279	\$ 12,778,515	\$ 46,085,768	\$ 11,521,442
16	2033		\$211,088,435	\$ 147,601,010	\$ 6,549,113	\$ 12,778,515	\$ 44,159,797	\$ 11,039,949
17	2034		\$211,088,435	\$ 150,553,030	\$ 5,481,710	\$ 12,778,515	\$ 42,275,180	\$ 10,568,795
18	2035		\$211,088,435	\$ 153,564,091	\$ 4,304,898	\$ 12,778,515	\$ 40,440,931	\$ 10,110,233
19	2036		\$211,088,435	\$ 156,635,373	\$ 3,007,463	\$ 12,778,515	\$ 38,667,084	\$ 9,666,771
20	2037		\$211,088,435	\$ 159,768,080	\$ 1,577,040	\$ 12,778,515	\$ 36,964,799	\$ 9,233,117



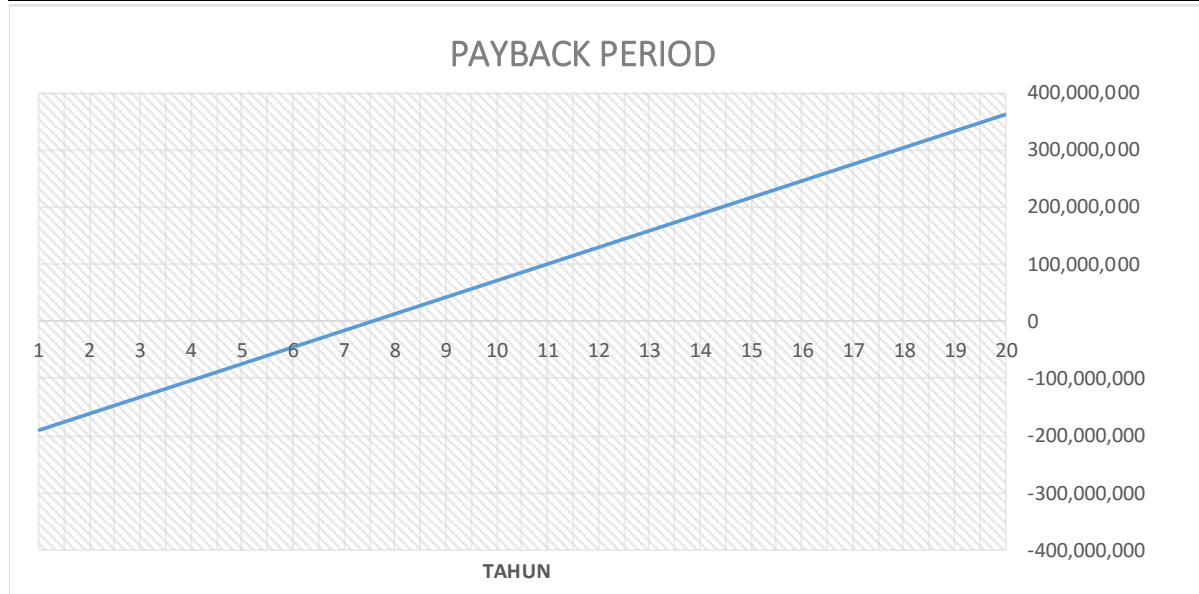
**ALL CLUSTER - MARGIN \$3.7**

No	Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Discount factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018		\$ 2,409,493	\$(286,376,493)	\$ 0.95	\$ (272,739,517)	\$ (272,739,517)	0	0
2	2019	\$ 66,883,864	\$ 2,656,466	\$ 64,227,398	\$ 0.91	\$ 58,256,143	\$ (214,483,374)	0	0
3	2020	\$ 65,410,133	\$ 2,928,753	\$ 62,481,379	\$ 0.86	\$ 53,973,764	\$ (160,509,609)	0	0
4	2021	\$ 63,923,775	\$ 3,228,951	\$ 60,694,824	\$ 0.82	\$ 49,933,782	\$ (110,575,827)	0	0
5	2022	\$ 62,426,264	\$ 3,559,918	\$ 58,866,346	\$ 0.78	\$ 46,123,323	\$ (64,452,505)	0	0
6	2023	\$ 60,919,283	\$ 3,924,810	\$ 56,994,473	\$ 0.75	\$ 42,530,153	\$ (21,922,351)	0	0
7	2024	\$ 59,404,739	\$ 4,327,103	\$ 55,077,636	\$ 0.71	\$ 39,142,648	\$ 17,220,296	1	5.56
8	2025	\$ 57,884,796	\$ 4,770,631	\$ 53,114,165	\$ 0.68	\$ 35,949,758	\$ 53,170,054	2	0
9	2026	\$ 56,361,898	\$ 5,259,620	\$ 51,102,277	\$ 0.64	\$ 32,940,984	\$ 86,111,037	3	0
10	2027	\$ 54,838,797	\$ 5,798,731	\$ 49,040,066	\$ 0.61	\$ 30,106,346	\$ 116,217,384	4	0
11	2028	\$ 53,318,593	\$ 6,393,101	\$ 46,925,491	\$ 0.58	\$ 27,436,363	\$ 143,653,747	5	0
12	2029	\$ 51,804,761	\$ 7,048,394	\$ 44,756,366	\$ 0.56	\$ 24,922,020	\$ 168,575,766	6	0
13	2030	\$ 50,301,198	\$ 7,770,855	\$ 42,530,344	\$ 0.53	\$ 22,554,749	\$ 191,130,516	7	0
14	2031	\$ 48,812,267	\$ 8,567,367	\$ 40,244,899	\$ 0.51	\$ 20,326,409	\$ 211,456,925	8	0
15	2032	\$ 47,342,841	\$ 9,445,523	\$ 37,897,318	\$ 0.48	\$ 18,229,258	\$ 229,686,183	9	0
16	2033	\$ 45,898,362	\$ 10,413,689	\$ 35,484,674	\$ 0.46	\$ 16,255,938	\$ 245,942,121	10	0
17	2034	\$ 44,484,900	\$ 11,481,092	\$ 33,003,808	\$ 0.44	\$ 14,399,452	\$ 260,341,573	11	0
18	2035	\$ 43,109,213	\$ 12,657,904	\$ 30,451,310	\$ 0.42	\$ 12,653,148	\$ 272,994,721	12	0
19	2036	\$ 41,778,828	\$ 13,955,339	\$ 27,823,489	\$ 0.40	\$ 11,010,700	\$ 284,005,420	13	0
20	2037	\$ 40,510,196	\$ 15,385,761	\$ 25,124,435	\$ 0.38	\$ 9,469,135	\$ 293,474,556	14	0

---

**ALL CLUSTER - MARGIN \$3.7**

---



**ALL CLUSTER - MARGIN \$3.9**

INPUT	
CAPEX	\$283,967,000
OPEX	\$111,863,119
LNG Purchase /mmbtu	\$ 8.0
Margin per mmbtu	\$ 3.9
LNG Selling /mmbtu	\$ 11.9
Annual Revenue	\$222,498,620
Depreciation	\$ 12,778,515
Inflation	5%

LOANS	
Investation	\$283,967,000
Loans Percentage	50%
Loans Periode	20
Loans	\$141,983,500
Interest	10.25%

OUTPUT	
NPV	\$391,968,477
IRR	22%
PP	4.7

No	Year	Payment	Installment Loans	Interest	Loan Balance
1	2018	\$ 16,962,801	\$ 2,409,493	\$ 14,553,309	\$139,574,007
2	2019	\$ 16,962,801	\$ 2,656,466	\$ 14,306,336	\$136,917,542
3	2020	\$ 16,962,801	\$ 2,928,753	\$ 14,034,048	\$133,988,788
4	2021	\$ 16,962,801	\$ 3,228,951	\$ 13,733,851	\$130,759,837
5	2022	\$ 16,962,801	\$ 3,559,918	\$ 13,402,883	\$127,199,919
6	2023	\$ 16,962,801	\$ 3,924,810	\$ 13,037,992	\$123,275,110
7	2024	\$ 16,962,801	\$ 4,327,103	\$ 12,635,699	\$118,948,007
8	2025	\$ 16,962,801	\$ 4,770,631	\$ 12,192,171	\$114,177,376
9	2026	\$ 16,962,801	\$ 5,259,620	\$ 11,703,181	\$108,917,756
10	2027	\$ 16,962,801	\$ 5,798,731	\$ 11,164,070	\$103,119,024
11	2028	\$ 16,962,801	\$ 6,393,101	\$ 10,569,700	\$ 96,725,923
12	2029	\$ 16,962,801	\$ 7,048,394	\$ 9,914,407	\$ 89,677,528
13	2030	\$ 16,962,801	\$ 7,770,855	\$ 9,191,947	\$ 81,906,674
14	2031	\$ 16,962,801	\$ 8,567,367	\$ 8,395,434	\$ 73,339,306
15	2032	\$ 16,962,801	\$ 9,445,523	\$ 7,517,279	\$ 63,893,784
16	2033	\$ 16,962,801	\$ 10,413,689	\$ 6,549,113	\$ 53,480,095
17	2034	\$ 16,962,801	\$ 11,481,092	\$ 5,481,710	\$ 41,999,003
18	2035	\$ 16,962,801	\$ 12,657,904	\$ 4,304,898	\$ 29,341,100
19	2036	\$ 16,962,801	\$ 13,955,339	\$ 3,007,463	\$ 15,385,761
20	2037	\$ 16,962,801	\$ 15,385,761	\$ 1,577,040	\$ 0

**ALL CLUSTER - MARGIN \$3.9**

No	Year	Capex	Revenue	Opex	Interest	Depresiasi	Earning Before Tax	Tax
1	2018	\$283,967,000			\$ 14,553,309			
2	2019		\$222,498,620	\$ 111,863,119	\$ 14,306,336	\$ 12,778,515	\$ 83,550,650	\$ 20,887,663
3	2020		\$222,498,620	\$ 114,100,382	\$ 14,034,048	\$ 12,778,515	\$ 81,585,676	\$ 20,396,419
4	2021		\$222,498,620	\$ 116,382,389	\$ 13,733,851	\$ 12,778,515	\$ 79,603,865	\$ 19,900,966
5	2022		\$222,498,620	\$ 118,710,037	\$ 13,402,883	\$ 12,778,515	\$ 77,607,185	\$ 19,401,796
6	2023		\$222,498,620	\$ 121,084,238	\$ 13,037,992	\$ 12,778,515	\$ 75,597,876	\$ 18,899,469
7	2024		\$222,498,620	\$ 123,505,922	\$ 12,635,699	\$ 12,778,515	\$ 73,578,484	\$ 18,394,621
8	2025		\$222,498,620	\$ 125,976,041	\$ 12,192,171	\$ 12,778,515	\$ 71,551,894	\$ 17,887,973
9	2026		\$222,498,620	\$ 128,495,562	\$ 11,703,181	\$ 12,778,515	\$ 69,521,362	\$ 17,380,341
10	2027		\$222,498,620	\$ 131,065,473	\$ 11,164,070	\$ 12,778,515	\$ 67,490,562	\$ 16,872,641
11	2028		\$222,498,620	\$ 133,686,782	\$ 10,569,700	\$ 12,778,515	\$ 65,463,623	\$ 16,365,906
12	2029		\$222,498,620	\$ 136,360,518	\$ 9,914,407	\$ 12,778,515	\$ 63,445,180	\$ 15,861,295
13	2030		\$222,498,620	\$ 139,087,728	\$ 9,191,947	\$ 12,778,515	\$ 61,440,430	\$ 15,360,108
14	2031		\$222,498,620	\$ 141,869,483	\$ 8,395,434	\$ 12,778,515	\$ 59,455,188	\$ 14,863,797
15	2032		\$222,498,620	\$ 144,706,873	\$ 7,517,279	\$ 12,778,515	\$ 57,495,954	\$ 14,373,988
16	2033		\$222,498,620	\$ 147,601,010	\$ 6,549,113	\$ 12,778,515	\$ 55,569,982	\$ 13,892,496
17	2034		\$222,498,620	\$ 150,553,030	\$ 5,481,710	\$ 12,778,515	\$ 53,685,365	\$ 13,421,341
18	2035		\$222,498,620	\$ 153,564,091	\$ 4,304,898	\$ 12,778,515	\$ 51,851,116	\$ 12,962,779
19	2036		\$222,498,620	\$ 156,635,373	\$ 3,007,463	\$ 12,778,515	\$ 50,077,270	\$ 12,519,317
20	2037		\$222,498,620	\$ 159,768,080	\$ 1,577,040	\$ 12,778,515	\$ 48,374,985	\$ 12,093,746

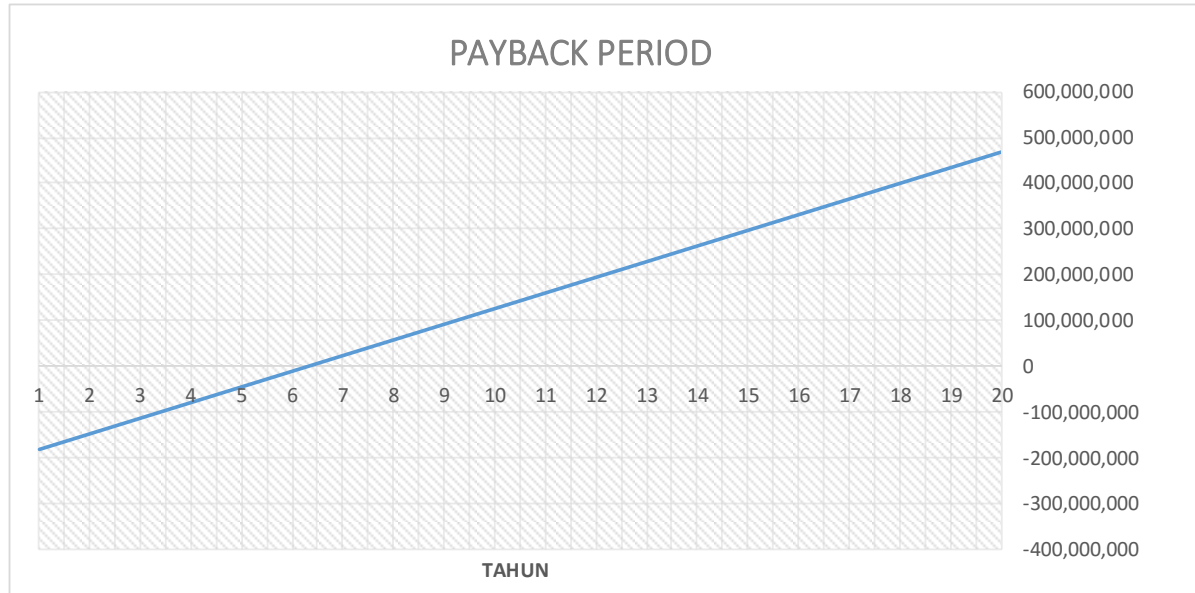
**ALL CLUSTER - MARGIN \$3.9**

No	Year	Earning After Tax	Installment Loans	Cash Flow	Discount factor	Cash Flow Discounted	Cummulative Cash Flow	Payback Periode	
1	2018		\$ 2,409,493	\$ (286,376,493)	\$ 0.95	\$ (272,739,517)	\$ (272,739,517)	0	0
2	2019	\$ 75,441,503	\$ 2,656,466	\$ 72,785,037	\$ 0.91	\$ 66,018,174	\$ (206,721,343)	0	0
3	2020	\$ 73,967,772	\$ 2,928,753	\$ 71,039,018	\$ 0.86	\$ 61,366,175	\$ (145,355,168)	0	0
4	2021	\$ 72,481,414	\$ 3,228,951	\$ 69,252,463	\$ 0.82	\$ 56,974,173	\$ (88,380,995)	0	0
5	2022	\$ 70,983,904	\$ 3,559,918	\$ 67,423,986	\$ 0.78	\$ 52,828,457	\$ (35,552,538)	0	0
6	2023	\$ 69,476,922	\$ 3,924,810	\$ 65,552,112	\$ 0.75	\$ 48,915,995	\$ 13,363,458	1	4.727
7	2024	\$ 67,962,378	\$ 4,327,103	\$ 63,635,275	\$ 0.71	\$ 45,224,402	\$ 58,587,860	2	0
8	2025	\$ 66,442,435	\$ 4,770,631	\$ 61,671,804	\$ 0.68	\$ 41,741,905	\$ 100,329,764	3	0
9	2026	\$ 64,919,537	\$ 5,259,620	\$ 59,659,916	\$ 0.64	\$ 38,457,314	\$ 138,787,079	4	0
10	2027	\$ 63,396,437	\$ 5,798,731	\$ 57,597,705	\$ 0.61	\$ 35,359,995	\$ 174,147,073	5	0
11	2028	\$ 61,876,232	\$ 6,393,101	\$ 55,483,131	\$ 0.58	\$ 32,439,837	\$ 206,586,911	6	0
12	2029	\$ 60,362,400	\$ 7,048,394	\$ 53,314,006	\$ 0.56	\$ 29,687,233	\$ 236,274,144	7	0
13	2030	\$ 58,858,838	\$ 7,770,855	\$ 51,087,983	\$ 0.53	\$ 27,093,048	\$ 263,367,192	8	0
14	2031	\$ 57,369,906	\$ 8,567,367	\$ 48,802,539	\$ 0.51	\$ 24,648,598	\$ 288,015,790	9	0
15	2032	\$ 55,900,480	\$ 9,445,523	\$ 46,454,958	\$ 0.48	\$ 22,345,629	\$ 310,361,419	10	0
16	2033	\$ 54,456,002	\$ 10,413,689	\$ 44,042,313	\$ 0.46	\$ 20,176,291	\$ 330,537,710	11	0
17	2034	\$ 53,042,539	\$ 11,481,092	\$ 41,561,447	\$ 0.44	\$ 18,133,122	\$ 348,670,832	12	0
18	2035	\$ 51,666,852	\$ 12,657,904	\$ 39,008,949	\$ 0.42	\$ 16,209,024	\$ 364,879,856	13	0
19	2036	\$ 50,336,467	\$ 13,955,339	\$ 36,381,129	\$ 0.40	\$ 14,397,248	\$ 379,277,104	14	0
20	2037	\$ 49,059,753	\$ 15,385,761	\$ 33,673,992	\$ 0.38	\$ 12,691,374	\$ 391,968,477	15	0

---

**ALL CLUSTER - MARGIN \$3.9**

---





## LAMPIRAN F HASIL OPTIMASI

### 1. Hasil Optimasi CLUSTER 1

```
Global optimal solution found.
Objective value:                6278.308
Objective bound:                6278.308
Infeasibilities:                0.000000
Extended solver steps:          0
Total solver iterations:        0
Elapsed runtime seconds:        0.04
```

```
Model Class:                    MILP
```

```
Total variables:                105
Nonlinear variables:             0
Integer variables:              105
```

```
Total constraints:              70
Nonlinear constraints:           0
```

```
Total nonzeros:                345
Nonlinear nonzeros:             0
```

Variable	Value	Reduced Cost
Z ( 1)	1.000000	6000.000
UKURAN ( 1)	2500.000	0.000000
UKURAN ( 2)	7500.000	0.000000
UKURAN ( 3)	10000.00	0.000000
UKURAN ( 4)	19500.00	0.000000
UKURAN ( 5)	23000.00	0.000000
V ( 1)	13.00000	0.000000
V ( 2)	14.00000	0.000000
V ( 3)	15.00000	0.000000
V ( 4)	17.00000	0.000000
V ( 5)	15.00000	0.000000
FIXED_COST ( 1)	6000.000	0.000000
FIXED_COST ( 2)	9500.000	0.000000
FIXED_COST ( 3)	13600.00	0.000000
FIXED_COST ( 4)	21000.00	0.000000
FIXED_COST ( 5)	25000.00	0.000000
DEMAND ( 2)	1735.696	0.000000
DEMAND ( 3)	360.5610	0.000000
DEMAND ( 4)	400.0960	0.000000
D ( 1, 1)	99999.00	0.000000
D ( 1, 2)	1765.000	0.000000
D ( 1, 3)	1600.000	0.000000
D ( 1, 4)	1436.000	0.000000
D ( 2, 1)	1765.000	0.000000
D ( 2, 2)	99999.00	0.000000
D ( 2, 3)	210.0000	0.000000
D ( 2, 4)	375.0000	0.000000
D ( 3, 1)	1600.000	0.000000
D ( 3, 2)	210.0000	0.000000
D ( 3, 3)	99999.00	0.000000
D ( 3, 4)	207.0000	0.000000
D ( 4, 1)	1436.000	0.000000
D ( 4, 2)	375.0000	0.000000



D ( 4, 3)	207.0000	0.000000
D ( 4, 4)	99999.00	0.000000
X ( 1, 2, 1)	1.000000	135.7692
X ( 2, 3, 1)	1.000000	16.15385
X ( 3, 4, 1)	1.000000	15.92308
X ( 4, 1, 1)	1.000000	110.4615
Y ( 1, 1)	1.000000	0.000000
Y ( 2, 1)	1.000000	0.000000
Y ( 3, 1)	1.000000	0.000000
Y ( 4, 1)	1.000000	0.000000

## 2. Hasil Optimasi CLUSTER 2

```
Global optimal solution found.
```

```
Objective value: 6155.617
Objective bound: 6155.617
Infeasibilities: 0.000000
Extended solver steps: 0
Total solver iterations: 104
Elapsed runtime seconds: 6.26
```

Model Class: PILP

```
Total variables:      1055
Nonlinear variables:    0
Integer variables:    1055
```

```
Total constraints:          41060
Nonlinear constraints:      0
```

```
Total nonzeros:      1600545
Nonlinear nonzeros:    0
```

Variable	Value	Reduced Cost
Z ( 1)	1.000000	6000.000
UKURAN ( 1)	2500.000	0.000000
UKURAN ( 2)	7500.000	0.000000
UKURAN ( 3)	10000.000	0.000000
UKURAN ( 4)	19500.000	0.000000
UKURAN ( 5)	23000.000	0.000000
V ( 1)	13.000000	0.000000
V ( 2)	14.000000	0.000000
V ( 3)	15.000000	0.000000
V ( 4)	17.000000	0.000000
V ( 5)	15.000000	0.000000
FIXED_COST ( 1)	6000.000	0.000000
FIXED_COST ( 2)	9500.000	0.000000
FIXED_COST ( 3)	13600.000	0.000000
FIXED_COST ( 4)	21000.000	0.000000
FIXED_COST ( 5)	25000.000	0.000000
DEMAND ( 2)	153.4980	0.000000
DEMAND ( 3)	144.2260	0.000000
DEMAND ( 4)	94.77700	0.000000
DEMAND ( 5)	168.9510	0.000000
DEMAND ( 6)	113.3210	0.000000
DEMAND ( 7)	53.57000	0.000000
DEMAND ( 8)	33.99600	0.000000
DEMAND ( 9)	24.72500	0.000000
DEMAND ( 10)	54.60000	0.000000
DEMAND ( 11)	32.96600	0.000000
DEMAND ( 12)	737.6150	0.000000
DEMAND ( 13)	80.35500	0.000000
DEMAND ( 14)	75.20400	0.000000
D ( 1, 1)	99999.000	0.000000
D ( 1, 2)	727.2200	0.000000

D( 1, 3)	690.5600	0.000000
D( 1, 4)	635.0000	0.000000
D( 1, 5)	596.6700	0.000000
D( 1, 6)	582.7800	0.000000
D( 1, 7)	523.3300	0.000000
D( 1, 8)	512.2200	0.000000
D( 1, 9)	509.4400	0.000000
D( 1, 10)	451.1100	0.000000
D( 1, 11)	536.6700	0.000000
D( 1, 12)	537.2200	0.000000
D( 1, 13)	408.3300	0.000000
D( 1, 14)	423.8900	0.000000
D( 2, 1)	727.2200	0.000000
D( 2, 2)	99999.00	0.000000
D( 2, 3)	143.3300	0.000000
D( 2, 4)	120.5600	0.000000
D( 2, 5)	210.0000	0.000000
D( 2, 6)	182.7800	0.000000
D( 2, 7)	234.4400	0.000000
D( 2, 8)	231.6700	0.000000
D( 2, 9)	253.3300	0.000000
D( 2, 10)	321.1100	0.000000
D( 2, 11)	312.2200	0.000000
D( 2, 12)	331.6700	0.000000
D( 2, 13)	458.8900	0.000000
D( 2, 14)	403.8900	0.000000
D( 3, 1)	690.5600	0.000000
D( 3, 2)	143.3300	0.000000
D( 3, 3)	99999.00	0.000000
D( 3, 4)	254.4400	0.000000
D( 3, 5)	102.7800	0.000000
D( 3, 6)	313.8900	0.000000
D( 3, 7)	363.3300	0.000000
D( 3, 8)	363.8900	0.000000
D( 3, 9)	388.8900	0.000000
D( 3, 10)	452.7800	0.000000
D( 3, 11)	191.1100	0.000000
D( 3, 12)	211.1100	0.000000
D( 3, 13)	336.1100	0.000000
D( 3, 14)	290.5600	0.000000
D( 4, 1)	635.0000	0.000000
D( 4, 2)	120.5600	0.000000
D( 4, 3)	254.4400	0.000000
D( 4, 4)	99999.00	0.000000
D( 4, 5)	316.1100	0.000000
D( 4, 6)	80.000000	0.000000
D( 4, 7)	145.0000	0.000000
D( 4, 8)	141.1100	0.000000
D( 4, 9)	165.0000	0.000000
D( 4, 10)	231.1100	0.000000
D( 4, 11)	414.4400	0.000000
D( 4, 12)	433.3300	0.000000
D( 4, 13)	561.6700	0.000000
D( 4, 14)	334.4400	0.000000
D( 5, 1)	596.6700	0.000000
D( 5, 2)	210.0000	0.000000
D( 5, 3)	102.7800	0.000000
D( 5, 4)	316.1100	0.000000
D( 5, 5)	99999.00	0.000000
D( 5, 6)	462.2200	0.000000
D( 5, 7)	398.3300	0.000000
D( 5, 8)	386.1100	0.000000
D( 5, 9)	380.5600	0.000000
D( 5, 10)	320.5600	0.000000
D( 5, 11)	143.3300	0.000000
D( 5, 12)	141.6700	0.000000

D( 5, 13)	282.2200	0.000000
D( 5, 14)	210.0000	0.000000
D( 6, 1)	582.7800	0.000000
D( 6, 2)	182.7800	0.000000
D( 6, 3)	313.8900	0.000000
D( 6, 4)	80.00000	0.000000
D( 6, 5)	462.2200	0.000000
D( 6, 6)	99999.00	0.000000
D( 6, 7)	96.67000	0.000000
D( 6, 8)	92.78000	0.000000
D( 6, 9)	115.5600	0.000000
D( 6, 10)	179.4400	0.000000
D( 6, 11)	445.0000	0.000000
D( 6, 12)	406.1100	0.000000
D( 6, 13)	522.2200	0.000000
D( 6, 14)	289.4400	0.000000
D( 7, 1)	523.3300	0.000000
D( 7, 2)	234.4400	0.000000
D( 7, 3)	363.3300	0.000000
D( 7, 4)	145.0000	0.000000
D( 7, 5)	398.3300	0.000000
D( 7, 6)	96.67000	0.000000
D( 7, 7)	99999.00	0.000000
D( 7, 8)	14.00000	0.000000
D( 7, 9)	37.22000	0.000000
D( 7, 10)	110.0000	0.000000
D( 7, 11)	368.8900	0.000000
D( 7, 12)	315.5600	0.000000
D( 7, 13)	460.0000	0.000000
D( 7, 14)	210.0000	0.000000
D( 8, 1)	512.2200	0.000000
D( 8, 2)	231.6700	0.000000
D( 8, 3)	363.8900	0.000000
D( 8, 4)	141.1100	0.000000
D( 8, 5)	386.1100	0.000000
D( 8, 6)	92.78000	0.000000
D( 8, 7)	14.00000	0.000000
D( 8, 8)	99999.00	0.000000
D( 8, 9)	26.78000	0.000000
D( 8, 10)	93.33000	0.000000
D( 8, 11)	347.2200	0.000000
D( 8, 12)	306.1100	0.000000
D( 8, 13)	448.8900	0.000000
D( 8, 14)	197.7800	0.000000
D( 9, 1)	509.4400	0.000000
D( 9, 2)	253.3300	0.000000
D( 9, 3)	388.8900	0.000000
D( 9, 4)	165.0000	0.000000
D( 9, 5)	380.5600	0.000000
D( 9, 6)	115.5600	0.000000
D( 9, 7)	37.22000	0.000000
D( 9, 8)	26.78000	0.000000
D( 9, 9)	99999.00	0.000000
D( 9, 10)	90.00000	0.000000
D( 9, 11)	347.2200	0.000000
D( 9, 12)	306.1100	0.000000
D( 9, 13)	437.7800	0.000000
D( 9, 14)	201.1100	0.000000
D( 10, 1)	451.1100	0.000000
D( 10, 2)	321.1100	0.000000
D( 10, 3)	452.7800	0.000000
D( 10, 4)	231.1100	0.000000
D( 10, 5)	320.5600	0.000000
D( 10, 6)	179.4400	0.000000
D( 10, 7)	110.0000	0.000000
D( 10, 8)	93.33000	0.000000

D( 10, 9)	90.00000	0.000000
D( 10, 10)	99999.00	0.000000
D( 10, 11)	281.1100	0.000000
D( 10, 12)	243.3300	0.000000
D( 10, 13)	380.5600	0.000000
D( 10, 14)	135.5600	0.000000
D( 11, 1)	536.6700	0.000000
D( 11, 2)	312.2200	0.000000
D( 11, 3)	191.1100	0.000000
D( 11, 4)	414.4400	0.000000
D( 11, 5)	143.3300	0.000000
D( 11, 6)	445.0000	0.000000
D( 11, 7)	368.8900	0.000000
D( 11, 8)	347.2200	0.000000
D( 11, 9)	347.2200	0.000000
D( 11, 10)	281.1100	0.000000
D( 11, 11)	99999.00	0.000000
D( 11, 12)	65.56000	0.000000
D( 11, 13)	173.8900	0.000000
D( 11, 14)	186.1100	0.000000
D( 12, 1)	537.2200	0.000000
D( 12, 2)	331.6700	0.000000
D( 12, 3)	211.1100	0.000000
D( 12, 4)	433.3300	0.000000
D( 12, 5)	141.6700	0.000000
D( 12, 6)	406.1100	0.000000
D( 12, 7)	315.5600	0.000000
D( 12, 8)	306.1100	0.000000
D( 12, 9)	306.1100	0.000000
D( 12, 10)	243.3300	0.000000
D( 12, 11)	65.56000	0.000000
D( 12, 12)	99999.00	0.000000
D( 12, 13)	183.8900	0.000000
D( 12, 14)	147.7800	0.000000
D( 13, 1)	408.3300	0.000000
D( 13, 2)	458.8900	0.000000
D( 13, 3)	336.1100	0.000000
D( 13, 4)	561.6700	0.000000
D( 13, 5)	282.2200	0.000000
D( 13, 6)	522.2200	0.000000
D( 13, 7)	460.0000	0.000000
D( 13, 8)	448.8900	0.000000
D( 13, 9)	437.7800	0.000000
D( 13, 10)	380.5600	0.000000
D( 13, 11)	173.8900	0.000000
D( 13, 12)	183.8900	0.000000
D( 13, 13)	99999.00	0.000000
D( 13, 14)	364.4400	0.000000
D( 14, 1)	423.8900	0.000000
D( 14, 2)	403.8900	0.000000
D( 14, 3)	290.5600	0.000000
D( 14, 4)	334.4400	0.000000
D( 14, 5)	210.0000	0.000000
D( 14, 6)	289.4400	0.000000
D( 14, 7)	210.0000	0.000000
D( 14, 8)	197.7800	0.000000
D( 14, 9)	201.1100	0.000000
D( 14, 10)	135.5600	0.000000
D( 14, 11)	186.1100	0.000000
D( 14, 12)	147.7800	0.000000
D( 14, 13)	364.4400	0.000000
D( 14, 14)	99999.00	0.000000
X( 1, 13, 1)	1.000000	31.41000
X( 2, 4, 1)	1.000000	9.273846
X( 3, 2, 1)	1.000000	11.02538
X( 4, 6, 1)	1.000000	6.153846

X( 5, 3, 1)	1.000000	7.906154
X( 6, 7, 1)	1.000000	7.436154
X( 7, 8, 1)	1.000000	1.076923
X( 8, 9, 1)	1.000000	2.060000
X( 9, 10, 1)	1.000000	6.923077
X( 10, 14, 1)	1.000000	10.42769
X( 11, 12, 1)	1.000000	5.043077
X( 12, 5, 1)	1.000000	10.89769
X( 13, 11, 1)	1.000000	13.37615
X( 14, 1, 1)	1.000000	32.60692
Y( 1, 1)	1.000000	0.000000
Y( 2, 1)	1.000000	0.000000
Y( 3, 1)	1.000000	0.000000
Y( 4, 1)	1.000000	0.000000
Y( 5, 1)	1.000000	0.000000
Y( 6, 1)	1.000000	0.000000
Y( 7, 1)	1.000000	0.000000
Y( 8, 1)	1.000000	0.000000
Y( 9, 1)	1.000000	0.000000
Y( 10, 1)	1.000000	0.000000
Y( 11, 1)	1.000000	0.000000
Y( 12, 1)	1.000000	0.000000
Y( 13, 1)	1.000000	0.000000
Y( 14, 1)	1.000000	0.000000

3. Hasil Optimasi CLUSTER 3

Global optimal solution found.  
Objective value: 6144.671  
Objective bound: 6144.671  
Infeasibilities: 0.000000  
Extended solver steps: 0  
Total solver iterations: 75  
Elapsed runtime seconds: 1.19

Model Class: MILP

Total variables: 785  
Nonlinear variables: 0  
Integer variables: 785  
  
Total constraints: 10313  
Nonlinear constraints: 0  
  
Total nonzeros: 282895  
Nonlinear nonzeros: 0

Variable	Value	Reduced Cost
Z( 1)	1.000000	6000.000
UKURAN( 1)	2500.000	0.000000
UKURAN( 2)	7500.000	0.000000
UKURAN( 3)	10000.00	0.000000
UKURAN( 4)	19500.00	0.000000
UKURAN( 5)	23000.00	0.000000
V( 1)	13.00000	0.000000
V( 2)	14.00000	0.000000
V( 3)	15.00000	0.000000
V( 4)	17.00000	0.000000
V( 5)	15.00000	0.000000
FIXED_COST( 1)	6000.000	0.000000
FIXED_COST( 2)	9500.000	0.000000
FIXED_COST( 3)	13600.00	0.000000
FIXED_COST( 4)	21000.00	0.000000
FIXED_COST( 5)	25000.00	0.000000
DEMAND( 2)	36.05700	0.000000

DEMAND ( 3)	90.65700	0.000000
DEMAND ( 4)	335.8420	0.000000
DEMAND ( 5)	104.0490	0.000000
DEMAND ( 6)	39.14700	0.000000
DEMAND ( 7)	32.96600	0.000000
DEMAND ( 8)	64.90200	0.000000
DEMAND ( 9)	529.5170	0.000000
DEMAND ( 10)	61.81100	0.000000
DEMAND ( 11)	17.51300	0.000000
DEMAND ( 12)	65.93200	0.000000
D( 1, 1)	99999.00	0.000000
D( 1, 2)	813.8900	0.000000
D( 1, 3)	823.8900	0.000000
D( 1, 4)	657.7800	0.000000
D( 1, 5)	691.6700	0.000000
D( 1, 6)	611.6700	0.000000
D( 1, 7)	512.7800	0.000000
D( 1, 8)	411.1100	0.000000
D( 1, 9)	355.0000	0.000000
D( 1, 10)	375.5600	0.000000
D( 1, 11)	363.8900	0.000000
D( 1, 12)	394.4400	0.000000
D( 2, 1)	813.8900	0.000000
D( 2, 2)	99999.00	0.000000
D( 2, 3)	27.61000	0.000000
D( 2, 4)	131.6700	0.000000
D( 2, 5)	138.8900	0.000000
D( 2, 6)	218.3300	0.000000
D( 2, 7)	347.2200	0.000000
D( 2, 8)	393.3300	0.000000
D( 2, 9)	443.3300	0.000000
D( 2, 10)	451.6700	0.000000
D( 2, 11)	473.3300	0.000000
D( 2, 12)	526.1100	0.000000
D( 3, 1)	823.8900	0.000000
D( 3, 2)	27.61000	0.000000
D( 3, 3)	99999.00	0.000000
D( 3, 4)	150.5600	0.000000
D( 3, 5)	156.1100	0.000000
D( 3, 6)	236.1100	0.000000
D( 3, 7)	359.4400	0.000000
D( 3, 8)	410.0000	0.000000
D( 3, 9)	444.4400	0.000000
D( 3, 10)	448.8900	0.000000
D( 3, 11)	475.0000	0.000000
D( 3, 12)	515.0000	0.000000
D( 4, 1)	657.7800	0.000000
D( 4, 2)	131.6700	0.000000
D( 4, 3)	150.5600	0.000000
D( 4, 4)	99999.00	0.000000
D( 4, 5)	11.22000	0.000000
D( 4, 6)	83.33000	0.000000
D( 4, 7)	212.2200	0.000000
D( 4, 8)	263.8900	0.000000
D( 4, 9)	330.0000	0.000000
D( 4, 10)	338.8900	0.000000
D( 4, 11)	358.3300	0.000000
D( 4, 12)	400.0000	0.000000
D( 5, 1)	691.6700	0.000000
D( 5, 2)	138.8900	0.000000
D( 5, 3)	156.1100	0.000000
D( 5, 4)	11.22000	0.000000
D( 5, 5)	99999.00	0.000000
D( 5, 6)	76.11000	0.000000
D( 5, 7)	213.3300	0.000000
D( 5, 8)	266.6700	0.000000

D( 5, 9)	335.5600	0.000000
D( 5, 10)	346.6700	0.000000
D( 5, 11)	365.5600	0.000000
D( 5, 12)	413.3300	0.000000
D( 6, 1)	611.6700	0.000000
D( 6, 2)	218.3300	0.000000
D( 6, 3)	236.1100	0.000000
D( 6, 4)	83.33000	0.000000
D( 6, 5)	76.11000	0.000000
D( 6, 6)	99999.00	0.000000
D( 6, 7)	185.5600	0.000000
D( 6, 8)	215.5600	0.000000
D( 6, 9)	263.3300	0.000000
D( 6, 10)	274.4400	0.000000
D( 6, 11)	292.2200	0.000000
D( 6, 12)	335.5600	0.000000
D( 7, 1)	512.7800	0.000000
D( 7, 2)	347.2200	0.000000
D( 7, 3)	359.4400	0.000000
D( 7, 4)	212.2200	0.000000
D( 7, 5)	213.3300	0.000000
D( 7, 6)	185.5600	0.000000
D( 7, 7)	99999.00	0.000000
D( 7, 8)	111.6700	0.000000
D( 7, 9)	181.6700	0.000000
D( 7, 10)	191.1100	0.000000
D( 7, 11)	210.5600	0.000000
D( 7, 12)	251.6700	0.000000
D( 8, 1)	411.1100	0.000000
D( 8, 2)	393.3300	0.000000
D( 8, 3)	410.0000	0.000000
D( 8, 4)	263.8900	0.000000
D( 8, 5)	266.6700	0.000000
D( 8, 6)	215.5600	0.000000
D( 8, 7)	111.6700	0.000000
D( 8, 8)	99999.00	0.000000
D( 8, 9)	80.00000	0.000000
D( 8, 10)	90.56000	0.000000
D( 8, 11)	109.4400	0.000000
D( 8, 12)	148.8900	0.000000
D( 9, 1)	355.0000	0.000000
D( 9, 2)	443.3300	0.000000
D( 9, 3)	444.4400	0.000000
D( 9, 4)	330.0000	0.000000
D( 9, 5)	335.5600	0.000000
D( 9, 6)	263.3300	0.000000
D( 9, 7)	181.6700	0.000000
D( 9, 8)	80.00000	0.000000
D( 9, 9)	99999.00	0.000000
D( 9, 10)	61.11000	0.000000
D( 9, 11)	47.83000	0.000000
D( 9, 12)	88.33000	0.000000
D( 10, 1)	375.5600	0.000000
D( 10, 2)	451.6700	0.000000
D( 10, 3)	448.8900	0.000000
D( 10, 4)	338.8900	0.000000
D( 10, 5)	346.6700	0.000000
D( 10, 6)	274.4400	0.000000
D( 10, 7)	191.1100	0.000000
D( 10, 8)	90.56000	0.000000
D( 10, 9)	61.11000	0.000000
D( 10, 10)	99999.00	0.000000
D( 10, 11)	36.17000	0.000000
D( 10, 12)	49.22000	0.000000
D( 11, 1)	363.8900	0.000000
D( 11, 2)	473.3300	0.000000

D( 11, 3)	475.0000	0.000000
D( 11, 4)	358.3300	0.000000
D( 11, 5)	365.5600	0.000000
D( 11, 6)	292.2200	0.000000
D( 11, 7)	210.5600	0.000000
D( 11, 8)	109.4400	0.000000
D( 11, 9)	47.83000	0.000000
D( 11, 10)	36.17000	0.000000
D( 11, 11)	99999.00	0.000000
D( 11, 12)	43.33000	0.000000
D( 12, 1)	394.4400	0.000000
D( 12, 2)	526.1100	0.000000
D( 12, 3)	515.0000	0.000000
D( 12, 4)	400.0000	0.000000
D( 12, 5)	413.3300	0.000000
D( 12, 6)	335.5600	0.000000
D( 12, 7)	251.6700	0.000000
D( 12, 8)	148.8900	0.000000
D( 12, 9)	88.33000	0.000000
D( 12, 10)	49.22000	0.000000
D( 12, 11)	43.33000	0.000000
D( 12, 12)	99999.00	0.000000
X( 1, 11, 1)	1.000000	27.99154
X( 2, 3, 1)	1.000000	2.123846
X( 3, 5, 1)	1.000000	12.00846
X( 4, 2, 1)	1.000000	10.12846
X( 5, 6, 1)	1.000000	5.854615
X( 6, 9, 1)	1.000000	20.25615
X( 7, 4, 1)	1.000000	16.32462
X( 8, 7, 1)	1.000000	8.590000
X( 9, 1, 1)	1.000000	27.30769
X( 10, 8, 1)	1.000000	6.966154
X( 11, 12, 1)	1.000000	3.333077
X( 12, 10, 1)	1.000000	3.786154
Y( 1, 1)	1.000000	0.000000
Y( 2, 1)	1.000000	0.000000
Y( 3, 1)	1.000000	0.000000
Y( 4, 1)	1.000000	0.000000
Y( 5, 1)	1.000000	0.000000
Y( 6, 1)	1.000000	0.000000
Y( 7, 1)	1.000000	0.000000
Y( 8, 1)	1.000000	0.000000
Y( 9, 1)	1.000000	0.000000
Y( 10, 1)	1.000000	0.000000
Y( 11, 1)	1.000000	0.000000
Y( 12, 1)	1.000000	0.000000

4. Hasil Optimasi CLUSTER 4

Global optimal solution found.		
Objective value:	6271.838	
Objective bound:	6271.838	
Infeasibilities:	0.000000	
Extended solver steps:	0	
Total solver iterations:	29	
Elapsed runtime seconds:	0.16	
Model Class:	PILP	
Total variables:	455	
Nonlinear variables:	0	
Integer variables:	455	
Total constraints:	1340	
Nonlinear constraints:	0	



Total nonzeros: 19230  
 Nonlinear nonzeros: 0

Variable	Value	Reduced Cost
Z ( 1)	1.000000	6000.000
UKURAN ( 1)	2500.000	0.000000
UKURAN ( 2)	7500.000	0.000000
UKURAN ( 3)	10000.00	0.000000
UKURAN ( 4)	19500.00	0.000000
UKURAN ( 5)	23000.00	0.000000
V ( 1)	13.000000	0.000000
V ( 2)	14.000000	0.000000
V ( 3)	15.000000	0.000000
V ( 4)	17.000000	0.000000
V ( 5)	15.000000	0.000000
FIXED_COST ( 1)	6000.000	0.000000
FIXED_COST ( 2)	9500.000	0.000000
FIXED_COST ( 3)	13600.00	0.000000
FIXED_COST ( 4)	21000.00	0.000000
FIXED_COST ( 5)	25000.00	0.000000
DEMAND ( 2)	741.7360	0.000000
DEMAND ( 3)	113.3210	0.000000
DEMAND ( 4)	72.11300	0.000000
DEMAND ( 5)	133.9250	0.000000
DEMAND ( 6)	185.4340	0.000000
DEMAND ( 7)	463.5850	0.000000
DEMAND ( 8)	61.81100	0.000000
DEMAND ( 9)	30.90600	0.000000
D ( 1, 1)	99999.00	0.000000
D ( 1, 2)	1635.560	0.000000
D ( 1, 3)	1336.670	0.000000
D ( 1, 4)	1374.440	0.000000
D ( 1, 5)	1386.110	0.000000
D ( 1, 6)	1211.670	0.000000
D ( 1, 7)	983.8900	0.000000
D ( 1, 8)	800.0000	0.000000
D ( 1, 9)	692.7800	0.000000
D ( 2, 1)	1635.560	0.000000
D ( 2, 2)	99999.00	0.000000
D ( 2, 3)	322.7800	0.000000
D ( 2, 4)	318.8900	0.000000
D ( 2, 5)	415.5600	0.000000
D ( 2, 6)	449.4400	0.000000
D ( 2, 7)	643.8900	0.000000
D ( 2, 8)	866.1100	0.000000
D ( 2, 9)	1038.890	0.000000
D ( 3, 1)	1336.670	0.000000
D ( 3, 2)	322.7800	0.000000
D ( 3, 3)	99999.00	0.000000
D ( 3, 4)	112.2200	0.000000
D ( 3, 5)	160.0000	0.000000
D ( 3, 6)	135.5600	0.000000
D ( 3, 7)	339.4400	0.000000
D ( 3, 8)	557.7800	0.000000
D ( 3, 9)	731.1100	0.000000
D ( 4, 1)	1374.440	0.000000
D ( 4, 2)	318.8900	0.000000
D ( 4, 3)	112.2200	0.000000
D ( 4, 4)	99999.00	0.000000
D ( 4, 5)	106.6700	0.000000
D ( 4, 6)	155.5600	0.000000
D ( 4, 7)	370.5600	0.000000
D ( 4, 8)	592.2200	0.000000
D ( 4, 9)	758.8900	0.000000
D ( 5, 1)	1386.110	0.000000

D( 5, 2)	415.5600	0.000000
D( 5, 3)	160.0000	0.000000
D( 5, 4)	106.6700	0.000000
D( 5, 5)	99999.00	0.000000
D( 5, 6)	177.7800	0.000000
D( 5, 7)	397.7800	0.000000
D( 5, 8)	619.4400	0.000000
D( 5, 9)	788.8900	0.000000
D( 6, 1)	1211.670	0.000000
D( 6, 2)	449.4400	0.000000
D( 6, 3)	135.5600	0.000000
D( 6, 4)	155.5600	0.000000
D( 6, 5)	177.7800	0.000000
D( 6, 6)	99999.00	0.000000
D( 6, 7)	211.6700	0.000000
D( 6, 8)	427.7800	0.000000
D( 6, 9)	591.6700	0.000000
D( 7, 1)	983.8900	0.000000
D( 7, 2)	643.8900	0.000000
D( 7, 3)	339.4400	0.000000
D( 7, 4)	370.5600	0.000000
D( 7, 5)	397.7800	0.000000
D( 7, 6)	211.6700	0.000000
D( 7, 7)	99999.00	0.000000
D( 7, 8)	183.8900	0.000000
D( 7, 9)	354.4400	0.000000
D( 8, 1)	800.0000	0.000000
D( 8, 2)	866.1100	0.000000
D( 8, 3)	557.7800	0.000000
D( 8, 4)	592.2200	0.000000
D( 8, 5)	619.4400	0.000000
D( 8, 6)	427.7800	0.000000
D( 8, 7)	183.8900	0.000000
D( 8, 8)	99999.00	0.000000
D( 8, 9)	206.6700	0.000000
D( 9, 1)	692.7800	0.000000
D( 9, 2)	1038.890	0.000000
D( 9, 3)	731.1100	0.000000
D( 9, 4)	758.8900	0.000000
D( 9, 5)	788.8900	0.000000
D( 9, 6)	591.6700	0.000000
D( 9, 7)	354.4400	0.000000
D( 9, 8)	206.6700	0.000000
D( 9, 9)	99999.00	0.000000
X( 1, 8, 1)	1.000000	61.53846
X( 2, 4, 1)	1.000000	24.53000
X( 3, 2, 1)	1.000000	24.82923
X( 4, 5, 1)	1.000000	8.205385
X( 5, 6, 1)	1.000000	13.67538
X( 6, 9, 1)	1.000000	45.51308
X( 7, 3, 1)	1.000000	26.11077
X( 8, 7, 1)	1.000000	14.14538
X( 9, 1, 1)	1.000000	53.29077
Y( 1, 1)	1.000000	0.000000
Y( 2, 1)	1.000000	0.000000
Y( 3, 1)	1.000000	0.000000
Y( 4, 1)	1.000000	0.000000
Y( 5, 1)	1.000000	0.000000
Y( 6, 1)	1.000000	0.000000
Y( 7, 1)	1.000000	0.000000
Y( 8, 1)	1.000000	0.000000
Y( 9, 1)	1.000000	0.000000

## 5. Hasil Optimasi CLUSTER 5

Global optimal solution found.

Objective value:	6125.557
Objective bound:	6125.557
Infeasibilities:	0.000000
Extended solver steps:	0
Total solver iterations:	35
Elapsed runtime seconds:	0.06

Model Class: PILP

Total variables:	155
Nonlinear variables:	0
Integer variables:	155

Total constraints:	116
Nonlinear constraints:	0

Total nonzeros:	670
Nonlinear nonzeros:	0

Variable	Value	Reduced Cost
Z ( 1)	1.000000	6000.000
UKURAN ( 1)	2500.000	0.000000
UKURAN ( 2)	7500.000	0.000000
UKURAN ( 3)	10000.00	0.000000
UKURAN ( 4)	19500.00	0.000000
UKURAN ( 5)	23000.00	0.000000
V ( 1)	13.00000	0.000000
V ( 2)	14.00000	0.000000
V ( 3)	15.00000	0.000000
V ( 4)	17.00000	0.000000
V ( 5)	15.00000	0.000000
FIXED_COST ( 1)	6000.000	0.000000
FIXED_COST ( 2)	9500.000	0.000000
FIXED_COST ( 3)	13600.00	0.000000
FIXED_COST ( 4)	21000.00	0.000000
FIXED_COST ( 5)	25000.00	0.000000
DEMAND ( 2)	278.1500	0.000000
DEMAND ( 3)	164.8300	0.000000
DEMAND ( 4)	80.35500	0.000000
DEMAND ( 5)	29.88000	0.000000
D ( 1, 1)	99999.00	0.000000
D ( 1, 2)	307.7800	0.000000
D ( 1, 3)	313.8900	0.000000
D ( 1, 4)	566.6700	0.000000
D ( 1, 5)	570.5600	0.000000
D ( 2, 1)	307.7800	0.000000
D ( 2, 2)	99999.00	0.000000
D ( 2, 3)	116.6700	0.000000
D ( 2, 4)	269.4400	0.000000
D ( 2, 5)	543.3300	0.000000
D ( 3, 1)	313.8900	0.000000
D ( 3, 2)	116.6700	0.000000
D ( 3, 3)	99999.00	0.000000
D ( 3, 4)	195.5600	0.000000
D ( 3, 5)	520.0000	0.000000
D ( 4, 1)	566.6700	0.000000
D ( 4, 2)	269.4400	0.000000
D ( 4, 3)	195.5600	0.000000
D ( 4, 4)	99999.00	0.000000
D ( 4, 5)	441.6700	0.000000
D ( 5, 1)	570.5600	0.000000
D ( 5, 2)	543.3300	0.000000

D( 5, 3)	520.0000	0.000000
D( 5, 4)	441.6700	0.000000
D( 5, 5)	99999.00	0.000000
X( 1, 5, 1)	1.000000	43.88923
X( 2, 1, 1)	1.000000	23.67538
X( 3, 2, 1)	1.000000	8.974615
X( 4, 3, 1)	1.000000	15.04308
X( 5, 4, 1)	1.000000	33.97462
Y( 1, 1)	1.000000	0.000000
Y( 2, 1)	1.000000	0.000000
Y( 3, 1)	1.000000	0.000000
Y( 4, 1)	1.000000	0.000000
Y( 5, 1)	1.000000	0.000000

## **BAB V**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **V.1 Kesimpulan**

Berdasarkan pada pembahasan pada laporan ini yang mengacu pada hasil – hasil analisa data dan informasi – informasi lain yang relevan, maka dapat ditasrik kesimpulan untuk hasil studi yang dilaksanakan sebagai berikut:

1. Jumlah pembangkit – pembangkit di Indonesia Timur pada studi ini sebanyak 39 pembangkit yang tersebar di pulau Maluku, Nusa Tenggara Barat, Nusa Tenggara Timur, dan Papua, dengan total kebutuhan sebesar 807.50 MW atau 161.5 mmscfd.
2. Kapasitas produksi LNG dari Masela sebesar 7.5 MTPA dimana kebutuhan pembangkit 1.17 MTPA, jadi kebutuhan pembangkit akan terpenuhi.
3. Kapal yang dipakai untuk mengantarkan LNG dari Masela menuju Storage di Saumlaki adalah kapal Coral Methane dengan ukuran 7500m<sup>3</sup>. Jarak tempuh dari Masela – Saumlaki adalah 300 km / 166.67 nm. Tangki Storage berukuran 225000 m<sup>3</sup>.
4. Pembangkit – pembangkit di Indonesia Timur dibagi menjadi 5 cluster. Cluster 1 sebanyak 3 pembangkit, CLUSTER 2 sebanyak 13 pembangkit, CLUSTER 3 sebanyak 11 pembangkit, CLUSTER 4 sebanyak 8 pembangkit, dan CLUSTER 5 sebanyak 4 pembangkit.
5. Rute dan kapal yang terpilih pada CLUSTER 1 adalah rute 1-2-3-4-1 dimana jarak dari rute ini sebesar 3618 km / 2010 nm, kebutuhan dari cluster ini sebesar 54.682 mmscfd / 2496.352 m<sup>3</sup>/day, dan kapal yang terpilih adalah kapal Shinju Maru dengan kapasitas 2500m<sup>3</sup>.
6. Rute dan kapal yang terpilih pada CLUSTER 2 adalah rute 1-13-11-12-5-3-2-4-6-7-8-9-10-14-1 dimana jarak dari rute ini sebesar 3641.4 km / 2023 nm, kebutuhan dari cluster ini

- sebesar 34.32 mmscfd / 1566.783 m<sup>3</sup>/day, dan kapal yang terpilih adalah kapal Shinji Maru dengan kapasitas 2500m<sup>3</sup>.
7. Rute dan kapal yang terpilih pada CLUSTER 3 adalah rute 1-11-12-10-8-7-4-2-3-5-6-9-1 dimana jarak dari rute ini sebesar 3385.3 km / 1880.72 nm, kebutuhan dari cluster ini sebesar 26.76 mmscfd / 1221.652 m<sup>3</sup>/day, dan kapal yang terpilih adalah kapal Shinji Maru dengan kapasitas 2500m<sup>3</sup>.
  8. Rute dan kapal yang terpilih pada CLUSTER 4 adalah rute 1-8-7-3-2-4-5-6-9-1 dimana jarak dari rute ini sebesar 6361 km / 3533.89 nm, kebutuhan dari cluster ini sebesar 35 mmscfd / 1597.826 m<sup>3</sup>/day, dan kapal yang terpilih adalah kapal Shinji Maru dengan kapasitas 2500m<sup>3</sup>.
  9. Rute dan kapal yang terpilih pada CLUSTER 5 adalah rute 1-5-4-3-2-1 dimana jarak dari rute ini sebesar 2938 km / 1632.22 nm, kebutuhan dari cluster ini sebesar 10.74 mmscfd / 490.304 m<sup>3</sup>/day, dan kapal yang terpilih adalah kapal Shinji Maru dengan kapasitas 2500m<sup>3</sup>.
  10. *Operational Expenditure* (OPEX) dari distribusi ini sebesar US\$ 111,863,119.15. Sedangkan untuk *Capital Expenditure* (CAPEX) dari distribusi ini sebesar US\$ 283,967,000.00.
  11. Kajian Ekonomi pada distribusi kali ini ada 5 margin penjualan (\$3.1, \$3.3, \$3.5, \$3.7, dan \$3.9) dimana akan menghasilkan Payback Period, IRR dan NPV sebagai output. Dan hasil dari kajian ekonomi kali ini yang terpilih adalah pada margin \$3.5, \$3.7, dan \$3.9 dimana pada margin ini memiliki NPV sebesar \$194,996,762.47, \$293,474,555.97, dan \$391,968,477.48, IRR 15%, 19%, dan 22% (lebih besar dari bunga bank), dan Payback Period 6.8, 5.6, dan 4.7 tahun.

## V.2 Saran

Berdasarkan analisa dan kesimpulan yang sudah muncul, ada beberapa hal yang perlu diupayakan dalam rangka mendapatkan hasil yang lebih optimal pada pendistribusian LNG kali ini, saran yang dapat penulis berikan sebagai berikut:

1. Data kapal yang digunakan mengacu pada penelitian sebelumnya yaitu pada tahun 2011, alangkah baiknya jika data kapal disesuaikan dengan keadaan saat ini.
2. Pada *clustering* pada penelitian kali ini dilakukan secara kualitatif dan hanya mengacu pada jarak antar pembangkit, akan lebih baik lagi jika aspek – aspek clustering ditambah.
3. Pada penelitian kali ini tidak meninjau distribusi LNG dari terminal penerima menuju pembangkit yang ada didarat/melalui darat, karena pembangkit dipesisir digabungkan dengan pembangkit yang ada ditengah pulau.

*“Halaman ini sengaja dikosongkan...”*



## DAFTAR PUSTAKA

- Armita, I Putu Yusna. 2011. Optimasi Rantai Pasok LNG: Studi Kasus Kebutuhan LNG di Bali. Surabaya: ITS.
- Awansari, Septy Ayu. 2013. Implementasi Model Capacitated Vehicle Routing Problem pada Pengiriman Pupuk Urea Bersubsidi. Malang: Universitas Brawijaya
- Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi. 2014. Outlook Energi Indonesia
- Baldacci, R., Battarra, M., & Vigo, D. (2008). Routing a heterogeneous fleet of vehicles. In *The vehicle routing problem: latest advances and new challenges* (pp. 3–27). Springer.
- Dell'Amico et al. 2007. Heuristic Approaches for the FSMVRP with Time Windows. *Transportation Science* 41(4), pp. 516–526, © 2007 INFORMS.
- Dewabrata, Aldrin. 2014. Desain Fasilitas Penerima LNG Berdasarkan NFPA 59A, Studi Kasus: PLTG Gilimanuk, PLTG Pemaron, dan PLTG Pesangrahan. Surabaya: ITS.
- Hempsch, C., & Irnich, S. (2008). Vehicle routing problems with inter-tour resource constraints. In *The Vehicle Routing Problem: Latest Advances and New Challenges* (pp. 421–444). Springer.
- INPEX Corporation. 2011. Annual Report 2011
- INPEX Corporation. 2015. Annual Report 2015

- Iqro, Muhammad Adam. 2012. A Study on Designing Gas Handling System and Transportation System: Gas Demand in Bali. Surabaya: UTS
- Kris Thornburg, Anne Hummel. 2006. Lingo 8.0 Tutorial. New York: Columbia University.
- Lindo System Inc. 2016. LINGO The Modeling Language and Optimizer. Chicago, Illinois.
- Oscarino, Yohanes NS. 2010. Distribusi Gas Alam Cair (LNG) dari Kilang Menuju Floating Storage Regasification Unit (FSRU) untuk Pemenuhan Kebutuhan Pembangkit Listrik di Indonesia Melalui Pendekatan Simulasi. Surabaya: ITS.
- Perusahaan Listrik Negara. 2015. Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (persero) Tahun 2015-2024.
- Soegiono, Ketut Buda Artana. 2006. Transportasi LNG Indonesia. Surabaya: Airlangga University Press.
- Suthikarnnarunai. 2008. A Sweep Algorithm for the Mix Fleet Vehicle Routing Problem. Proceedings of the International MultiConference of Engineers and Computer Scientists 2008 Vol III MECS 2008, 19-21 March, 2008, Hong Kong.
- Toth, P., & Vigo, D. (2002). The vehicle routing problem. (P. Toth & D. Vigo, Eds.) Optimization (Vol. 9, p. 367). Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics.

## BIODATA PENULIS



Penulis yang bernama lengkap Made Arya Satya Dharma Putra, lahir di Denpasar, Bali pada tanggal 12 Juni 1994. Penulis mengenyam pendidikan sekolah dasar di SD Cipta Dharma Denpasar, sekolah menengah pertama di SMP Negeri 1 Denpasar dan sekolah menengah atas di SMA Negeri 1 Denpasar. Kemudian penulis melanjutkan studi di Jurusan Teknik Sistem Perkapalan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya pada tahun 2012.

Selama kuliah penulis aktif di dalam Tim Pembina Kerohanian Hindu ITS, dan Himpunan Mahasiswa Sistem Perkapalan sebagai anggota. Pada tahun ketiga, penulis bergabung di Laboratorium Keandalan dan Keselamatan Kapal. Penulis menekuni bidang *Reliability, Availablity, Maintenance, and Safety* (RAMS) dan menyelesaikan studi selama 8 semester.

Made Arya Satya Dharma Putra

madearyasatya@gmail.com / [arya.satya12@mhs.ne.its.ac.id](mailto:arya.satya12@mhs.ne.its.ac.id)